

Wirtschaftliches Potential der Aggregation von Wärmepumpen in Österreich

Lukas Leimgruber*, Tara Esterl, Tarik Ferhatbegovic, Andreas Zottl, Martin Krottenthaler, Bertram Weiss

Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, Mobil: +436648157810, Fax: +43 50550-6390, Email: Lukas.Leimgruber.fl@ait.ac.at, www.ait.ac.at

VERBUND Solutions GmbH, Europaplatz 2, Tel: +43 50313-52888, Email: Martin.Krottenthaler@verbund.com, www.verbund.com

Kurzfassung:

Das Lastverschiebungspotential von Wärmepumpen kann dazu genutzt werden, auf Preissignale an Elektrizitätsmärkten zu reagieren. Diese Arbeit beschäftigt sich mit dem Einsatz von Wärmepumpen unter einem dynamischen Preissignal. Dafür wurden typische Anlagenkonfigurationen aus Gebäude, Wärmepumpe, Heizungssystem und thermischem Speicher erhoben. Diese werden aggregiert und dienen als Input für ein Optimierungsmodell, das die Betriebskosten des Wärmepumpenpools minimiert. Es zeigt sich, dass unter einem dynamischen Preissignal die Betriebskosten signifikant reduziert werden können. Jedoch ist damit eine Reduktion der Effizienz der Wärmepumpe verbunden, die sich unter Umständen stark auf das Ergebnis auswirken kann.

Keywords: Wärmepumpe, thermischer Speicher, Flexibilität, Aggregation

1 Einleitung

Um eine sichere und stabile Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, sollten elektrische Erzeugung und Last ständig im Gleichgewicht sein. Durch ungenaue Verbrauchs- oder Erzeugungsprognosen können Abweichungen hervorgerufen werden. Damit das elektrische System wieder in Gleichgewicht kommt, sind flexible Verbraucher oder Kraftwerke notwendig, die ihren aktuellen Verbrauchs- bzw. Erzeugungsfahrplan kurzfristig anpassen können. Üblicherweise wird diese Dienstleistung von Großverbrauchern und –kraftwerken im MW-Bereich zur Verfügung gestellt. Aufgrund verschiedener Entwicklungen im Energiesektor, wie ein wachsender Anteil erneuerbarer Energien, steigt die Nachfrage nach flexiblen Energieeinheiten. In diesem Zusammenhang wird verstärkt auch über die Nutzung der Flexibilität kleinerer dezentraler Energieanlagen (DEA) im kW-Bereich diskutiert. Um ein operatives Verhalten vergleichbar mit Großanlagen zu erhalten, können viele DEA im Verbund gesteuert werden. Dabei sind neue Rollen entstanden, wie „Virtuelle Kraftwerke“ auf der Erzeugungsseite bzw. „Aggregatoren“ auf der Verbrauchsseite, die das Potential dieser DEA bündeln und somit Marktbarrieren überwinden. Die resultierende Flexibilität kann für technische (das Stromnetz betreffend) oder wirtschaftliche Aufgabenstellungen (den

Elektrizitätsmarkt betreffend) eingesetzt werden. Hier liegt der Fokus auf der Marktseite. Haushalte besitzen theoretisch ein riesiges, doch bis jetzt eher ungenutztes Potential für Flexibilisierungsmaßnahmen der elektrischen Nachfrage. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Aggregation von vielen, verhältnismäßig kleinen elektrischen Anlagen im kW-Bereich aus technischer Sicht durchaus herausfordernd ist. Diese Studie befasst sich mit einer Potentialabschätzung für die Aggregation thermischer Lasten in Österreich, in diesem konkreten Fall: Wärmepumpen mit thermischen Speichersystemen. Als Speicher dienen sowohl Wasserspeicher für Heizung und Brauchwasser als auch die thermische Trägheit der Gebäudehülle. Die Last der Wärmepumpe kann, unter Einhaltung technischer Parameter und Komfortgrenzen der Bewohner, in gewissem Ausmaß auf vorteilhaftere Zeitpunkte verschoben werden. Die daraus resultierende Flexibilität, ermöglicht auf Preissignale an Elektrizitätsmärkten zu reagieren, idealerweise ohne Nachteil aus Kundensicht. Doch Pooling-Konzepte müssen für alle involvierten Parteien, also sowohl für Aggregator als auch Kunden, lukrativ sein. Nur wenn ein Mehrwert auf Aggregator- und Kunden-Seite erreicht wird, sind Pooling-Konzepte umsetzbar.

Die zentrale Frage dieser Arbeit ist, ob ein Betrieb der Wärmepumpen im Anlagenverbund unter dynamischen Preisen einen vorteilhafteren Betrieb ermöglicht, indem Lastverschiebungspotentiale ausgenutzt werden, um auf Preisdifferenzen zu reagieren.

Die restliche Arbeit ist wie folgt gegliedert: der erste Teil behandelt die methodische Vorgangsweise und beschreibt das thermische und energiewirtschaftliche Modell, um einen optimalen Einsatz der Flexibilität von Wärmepumpen und thermischen Speichern zu erhalten. Abschließend werden die Ergebnisse gezeigt und ein Ausblick über geplante Erweiterung gegeben.

Diese Studie entstand im Rahmen des Forschungsprojekts „iWPP-flex“ in Kooperation mit Verbund Solutions am Austrian Institute of Technology (AIT) und ist darüber hinaus auch im „IEA HPP Annex 42 – Wärmepumpen im Smartgrid“ vertreten, beides finanziert von der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

2 Methode

Um das wirtschaftliche Potential der Aggregation von Wärmepumpen in Österreich zu bewerten, wird deren Lastverschiebungspotential genutzt, um auf Preissignale an Energiemärkten zu reagieren. Konkret wird der day-ahead Spot Markt genauer analysiert. Dafür werden verschiedene Preissignale an den Pool übermittelt und ein optimaler Fahrplan für den nächsten Tag erstellt. Die Preissignale umfassen einen „flat“ Tarif, der über den gesamten Tag einen gleichbleibenden Preisverlauf zeigt, einen „high_low“ Tarif, der verschiedene Preise zu „peak“ bzw. „off-peak“ Zeiten beinhaltet, und einen dynamischen Preisverlauf, der sich am day-ahead Spot Markt anlehnt. Um die Tarife untereinander vergleichen zu können, wurden diese, ähnlich zu Fischer et al., 2014a, entsprechend skaliert (Abbildung 1). Der Betrachtungszeitraum ist jeweils ein Tag über das ganze Jahr 2014 gesehen.

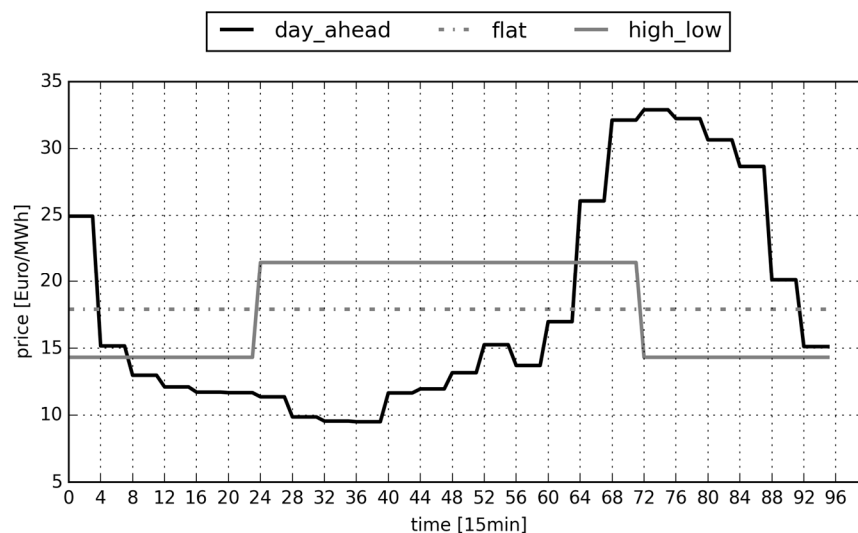


Abbildung 1: Skalierte Preissignale für Wärmepumpen-Pool, um unterschiedliche Tarife vergleichbar zu machen

In einer Marktanalyse wurden die in Österreich typischen Anlagenkonfigurationen aus Gebäude, Wärmepumpe, Heizungssystem und thermischem Speicher zu homogenen Gruppen zusammengefasst. Damit kann eine realitätsnahe und gleichzeitig simulationstechnisch beherrschbare Pool-Struktur zusammengestellt werden. Die Typologien, hier „CASES“ sind in Tabelle 1 dargestellt. Die CASES sollen einen breiten Bereich der verschiedenen Anlagenkonfigurationen abdecken, deswegen wurden unterschiedliche Gebäude (Passiv-Häuser, Neubauten, Gebäudebestand), verschiedene Wärmepumpen (leistungsmodulierend, an/aus, verschiedene Wärmequellen) und Heizsysteme (Fußboden, Radiator) ausgewählt. Zusätzlich wurde noch der CASE 6 einer Wärmepumpe für die reine Brauchwasseraufbereitung integriert, da von diesem Typ viele Anlagen existieren und diese über das ganze Jahr im Einsatz sind. Dies ist aus der Sicht eines Pool-Betreibers interessant, da deren Lastverschiebungspotential auch im Sommer genutzt werden kann, im Gegensatz zu Heizanwendungen.

Tabelle 1: Systemtypologien „CASES“ als Input für die Simulation

	CASE 1 Passiv Haus	CASE 2 Neubau	CASE 3 Neubau	CASE 4 Gebäude- bestand	CASE 5 Gebäude- bestand	CASE 6 Brauch- wasser
Heizbedarf	15 kWh/(m ² *a) [~30 °C]	45 kWh/(m ² *a) [~35 °C]	45 kWh/(m ² *a) [~35 °C]	100 kWh/(m ² *a) [~55 °C]	70 kWh/(m ² *a) [~45 °C]	-
Beheizte Fläche	140 m ²	140 m ²	140 m ²	120 m ²	120 m ²	-
Brauchwasser	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]	3000 kWh/a [~55 °C]
Therm./ Kapazität	3 kW / 1 kW	5 kW / 1.5 kW	5 kW / 1.2 kW	12 kW / 4 kW	7 kW / 2.7 kW	2 kW / 0.7 kW
Steuerung	variabel	an/aus	an/aus	an/aus	variabel	an/aus
Wärmequelle	Luft	Luft	Boden	Boden	Luft	Luft
Wärmesenke	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser
Heizung	Fußbodenheizung	Fußbodenheizung	Fußbodenheizung	Radiator	Radiator	-
Heizungsspeicher	no	300 l	no	500 l	500 l	-
Brauchwasser- speicher	300 l	300 l	300 l	300 l	300 l	250 l

Um einen optimalen Fahrplan zu erhalten, der einerseits operative Systembedingungen bzw. benutzerspezifische Komfortvorgaben an das thermische System erfüllt und andererseits Preissignale am Energiemarkt berücksichtigt, ist ein Modell nötig, das die thermische und wirtschaftliche Domäne kombiniert.

Bei der Modellierung kann man zwischen White Box-, Grey box- und Black Box-Modellen unterscheiden, die hinsichtlich Komplexität, Aufwand (Kosten), Genauigkeit und Übertragbarkeit auf andere Systeme variieren. Während White Box-Modelle die physikalischen Zusammenhänge abbilden, berücksichtigen Black Box-Modelle lediglich den mathematischen Zusammenhang von Eingangs- und Ausgangswerten, die aus gemessenen Daten abgeleitet werden. Grey Box-Modelle stellen eine Mischung beider Modelle dar. Da das thermische Modell auf eine große Anzahl unterschiedlicher Gebäude im Pool angewandt werden soll, ist eine angemessene Übertragbarkeit der Modelle auf andere Gebäudetypen erstrebenswert (Jungwirth, 2014). Dabei muss auf den Konflikt zwischen Modellkomplexität und Adaptierbarkeit der Modelle geachtet werden.

Zur Beschreibung der thermischen Zusammenhänge des komplexen Systems, bestehend aus Wärmepumpe, Heizungssystem und Gebäude, wurde ein Zustandsraummodell erstellt (Abbildung 2). Vorerst kommt ein relativ einfaches thermisches Modell zum Einsatz, das die

speicherfähigen Komponenten, wie Raumluft, Brauchwasser- und Heizspeicher über einen Knoten simuliert und derzeit noch nicht auf Schichtung im Speicher eingeht. Die Mischtemperatur im Raum (T_r) Brauchwasser- (T_{dhw}) und Heizungsspeicher (T_{sh}) stellen die Zustände des Systems dar, die durch verschiedene Modell-Inputs dynamisch beeinflusst werden. Dies sind Wärmestrom aus der Wärmepumpe \dot{Q}_{wp} , interne Wärmequellen $\dot{Q}_{int.gains}$, Wärmeverluste \dot{Q}_{trans} in Folge der Umgebungstemperatur, Ventilationsverluste \dot{Q}_{vent} und Brauchwasserentnahme in Form eines Massenstroms \dot{m} . Für die Simulation wurde der *Coefficient of Performance* (COP) der Wärmepumpe als von der Systemtemperatur unabhängig angenommen. Die zeitliche Auflösung beträgt 15 min, womit operative Wiedereinschaltsperrern und Mindestlaufzeiten berücksichtigt sein sollten. Des Weiteren stellt dieser Zeitschritt auch aus Marktsicht eine vernünftige Diskretisierung dar. Wärmepumpen können entweder leistungsmodulierend (oft ohne Heizspeicher) oder mittels an/aus Steuerung betrieben werden. Um die Komplexität der Simulation zu begrenzen, werden die CASES als homogene Gruppen moduliert und entsprechend ihrer Anzahl zu aggregierten Speichermodellen zusammengefasst, wobei vereinfachend von jedem CASE 1000 Einheiten simuliert werden. Unter dieser Annahme werden die vielen einzelnen an/aus Entscheidungsvariablen umgangen, indem die Aggregation durch Aufsummierung bzw. gewichtete Mittelwertbildung der einzelnen Parameter erfolgt (Pfaffen D., Werlen K., 2012). Profile wie der Entnahmemassenstrom des Brauchwassers werden aufsummiert, wohingegen COP bzw U-Werte über Mittelwerte der einzelnen Anlagenkonfigurationen gebildet werden. Für jeden der CASES 1-6 wird ein aggregiertes thermisches Modell erstellt deren thermische Einsatzgrenzen als Nebenbedingung für die wirtschaftliche Fahrplanoptimierung dienen.

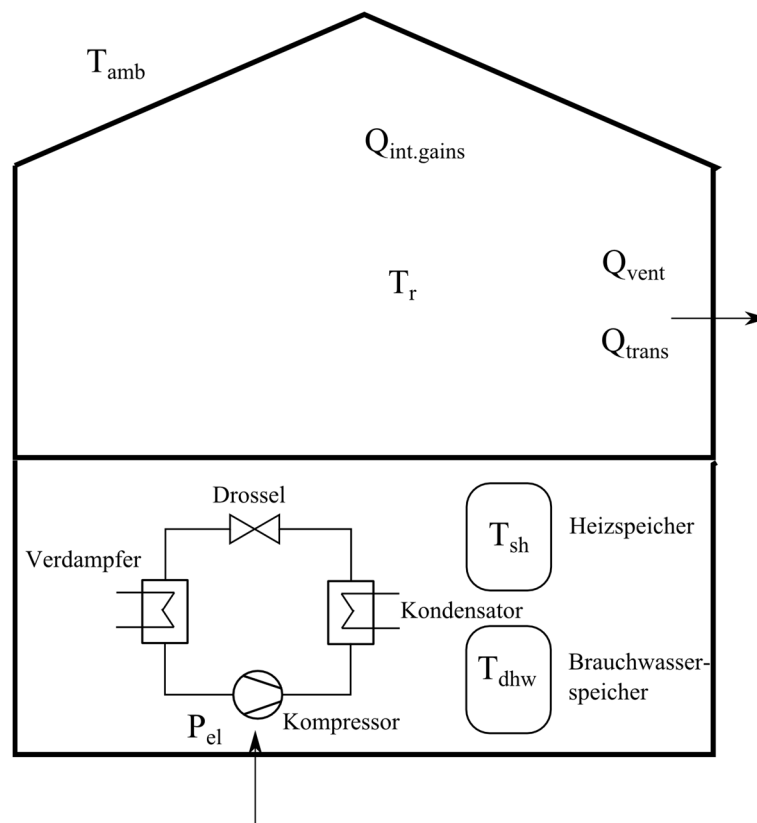


Abbildung 2: Schematische Darstellung des thermischen Modells

Mittels linearer Programmierung LP werden die aggregierten thermischen Modelle unter verschiedenen Preissignalen optimiert. Das Simulationstool generiert aus Markt-Sicht optimale Fahrpläne für den Wärmepumpen-Pool, wobei technische Nebenbedingungen der Anlagen als auch vom Nutzer definierte Komfortgrenzen berücksichtigt werden. Die Markt-Optimierung minimiert die Kosten des Wärmepumpenbetriebs. Solange die Temperaturen in definierten Bereichen liegen, kann die Flexibilität zur Vermarktung genutzt werden. Für Raumtemperatur beträgt der erlaubte Temperaturbereich 20-23 °C, für thermische Speicher entsprechend ihrer Betriebstemperaturen bis zu einer Mischtemperatur von 65 °C.

Für die Optimierung ist der COP konstant angenommen, damit das Problem linearen Charakter besitzt. Nach Erstellung des Fahrplans wird untersucht, wie sich der COP der Wärmepumpe durch die Marktoptimierung tatsächlich verhält. Nach Fischer et al., 2014b wird der COP über

$$COP = c_0 + c_1 \cdot (T_{system} - T_{amb})$$

berechnet. Die Koeffizienten c_0 und c_1 sind nach Herstellerangaben und Nennbetrieb gewählt.

Mathematisch kann das Problem folgendermaßen formuliert werden: die Zielfunktion (1) minimiert die Kosten des Wärmepumpenbetriebs unter verschiedenen Preissignalen („flat“, „high_low“ bzw. „day-ahead“). Die aggregierte, benötigte Energie für den Wärmepumpenpool ist die Summe der Leistung der einzelnen homogenen Gruppen $P_{n,t}^{wp}$ im Zeitschritt Δt (2). Die Wärmepumpen werden von ihrer installierten Leistung begrenzt (3). Ein linearer Zusammenhang zwischen elektrischer Leistung und Wärmestrom wurde angenommen (4). Es wird davon ausgegangen, dass jeweils Kombiwärmepumpen für eine gemeinsame Heiz- und Brauchwasserversorgung eingesetzt werden (5), außer im CASE 6, da dieser Fall lediglich Brauchwasserwärmepumpen behandelt.

Das thermische Zustandsraummodell (6) verarbeitet die Eingänge u_t des Systems (Wärmestrom, Brauchwasserentnahme, Außentemperatur, interne Wärmequellen etc.) und beschreibt die Änderung $\dot{x}_{n,t}$ der Zustände. In $x_{n,t}$ sind die Zustände der Raumtemperatur $T_{n,t}^r$, der Temperatur im Heisspeicher $T_{n,t}^{sh}$ und der Temperatur im Brauchwasserspeicher $T_{n,t}^{dhw}$ zusammengefasst. Gebäude- und wärmepumpenspezifische Parameter (U-Werte, COP, spezifische Wärme-Kapazität etc.) wurden in den Koeffizienten A bzw. B berücksichtigt. Näherungsweise wird $\dot{x}_{n,t}$ linearisiert und durch $\frac{x_{n,t} - x_{n,t-1}}{\Delta t}$ ersetzt. Die einzelnen Systemtemperaturen müssen sich außerdem in definierten, operativen bzw. benutzerspezifischen Komfortgrenzen befinden (7-9).

$$\min z = \sum_{t=1}^T p_t \cdot q_t^{\text{aggr}} \quad (1)$$

$$q_t^{\text{aggr}} = \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{wp}} \cdot \Delta t \quad \forall t \quad (2)$$

$$P_n^{\min} \leq P_{n,t}^{\text{wp}} \leq P_n^{\max} \quad \forall n, t \quad (3)$$

$$P_{n,t}^{\text{wp}} \cdot \text{COP}_n - \dot{Q}_{n,t}^{\text{wp}} = 0 \quad \forall n, t \quad (4)$$

$$\dot{Q}_{n,t}^{\text{wp}} = \dot{Q}_{n,t}^{\text{sh}} + \dot{Q}_{n,t}^{\text{dhw}} \quad \forall n, t \quad (5)$$

$$\dot{x}_{n,t} = A_{n,t} \cdot x_{n,t} + B_{n,t} \cdot u_{n,t} \quad \forall n, t \quad (6)$$

$$T_{n,t}^{\text{r},\min} \leq T_{n,t}^{\text{r}} \leq T_{n,t}^{\text{r},\max} \quad \forall n, t \quad (7)$$

$$T_{n,t}^{\text{r},\min} \leq T_{n,t}^{\text{sh}} \leq T_{n,t}^{\text{r},\max} \quad \forall n, t \quad (8)$$

$$T_{n,t}^{\text{dhw},\min} \leq T_{n,t}^{\text{dhw}} \leq T_{n,t}^{\text{dhw},\max} \quad \forall n, t \quad (9)$$

p_t : Preissignal zum Zeitpunkt t

q_t^{aggr} : aggregierte Energiemenge des Wärmepumpenpools

$P_{n,t}^{\text{wp}}$: elektrischer Betrieb der Wärmepumpen n zum Zeitpunkt t

P_n^{\min} : minimale Leistung der Wärmepumpe

P_n^{\max} : maximale Leistung der Wärmepumpe

COP_n : Coefficient of Performance

$\dot{Q}_{n,t}^{\text{wp}}$: Wärmestrom der Wärmepumpe

$\dot{Q}_{n,t}^{\text{sh}}$: Anteil des Wärmestroms für Raumheizung

$\dot{Q}_{n,t}^{\text{dhw}}$: Anteil des Wärmestroms für Brauchwassererwärmung

$x_{n,t}, \dot{x}_{n,t}$: Zustände und deren Änderung (Systemtemperaturen)

$A_{n,t}, B_{n,t}$: Anlagenspezifische Parameter

$T_{n,t}^{\text{r}}$: Temperatur in Raum, Heiz- bzw. Brauchwasserspeicher

$T_{n,t}^{\text{r},\min}$: minimale Komfortgrenzen bzw. technischer Einsatzbereich

$T_{n,t}^{\text{r},\max}$: maximale Komfortgrenzen bzw. technischer Einsatzbereich

3 Ergebnisse

Abbildungen 3 und 4 zeigen exemplarisch den Fahrplan der aggregierten CASE 2 Anlagenkonfiguration, der niedrige Strompreise ausnutzt, um die Heizlast zu decken. Man kann sehen, dass in den schon bestehenden Hoch- bzw. Niedrigtarifen („high_low“) eine gewisse Optimierung des Betriebs der Wärmepumpen vorherrscht, durch Ausnutzung der Kapazität der thermischen Speicher (Abbildung 2). Unter einem dynamischen Preissignal ist die Ausnutzung der Speicher jedoch höher (Abbildung 3). Ebenfalls ist zu erkennen, dass tendenziell zuerst der Heizspeicher überhitzt wird, bevor eine Erhöhung der Raumtemperatur eintritt, was auf die erhöhte thermische Speicherkapazität des Heizspeichers zurückzuführen ist. Sowohl Speicher- als auch Raumtemperatur bleiben in den definierten technischen und benutzerspezifischen Grenzen (gestrichelte Linien).

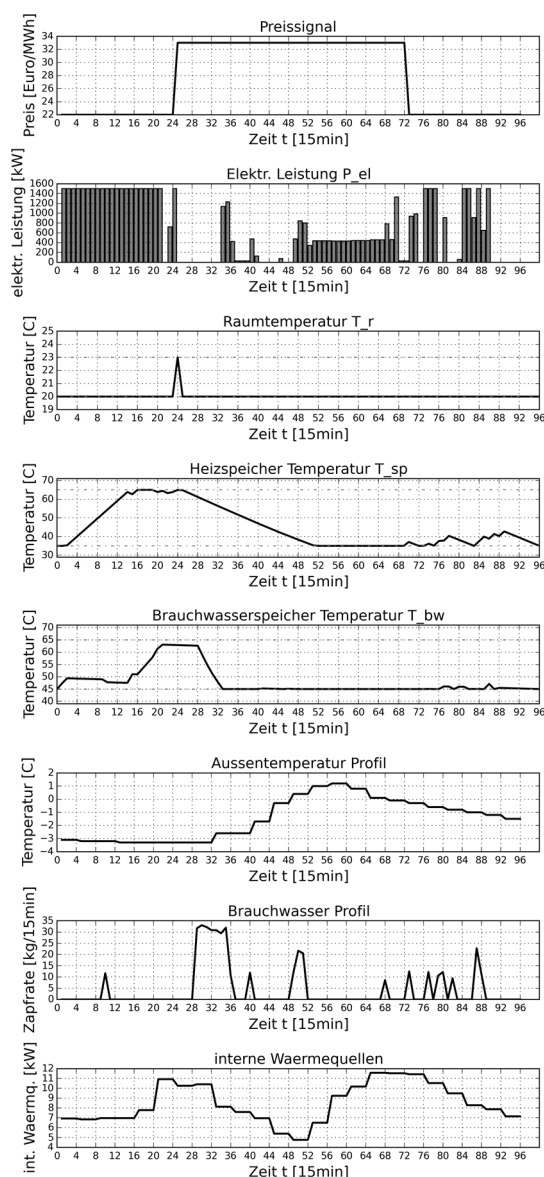


Abbildung 3: Thermisches Verhalten des CASE 2 bei „high_low“ Preissignal

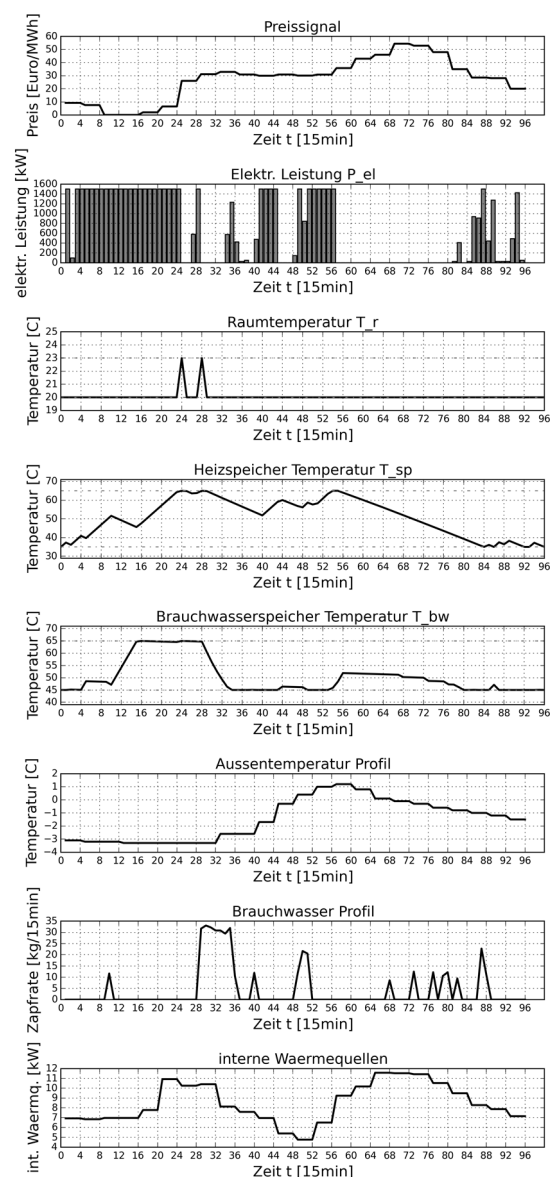


Abbildung 4: Thermisches Verhalten des CASE 2 bei day-ahead Preissignal

Tabelle 2 zeigt die Gesamtkosten des Betriebs der Wärmepumpen über ein Jahr, unter den verschiedenen Preissignalen. Es zeigt sich, dass unter Ausnutzung eines dynamischen Preissignals, die Betriebskosten des Pools signifikant gesenkt werden können. Die Einsparungen im Betrieb unter einem dynamischen Strompreis, belaufen sich für das Jahr 2014 zwischen 8-14 %, je nachdem welcher Referenztarif zugrunde gelegt wird.

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Betriebskosten für den Wärmepumpen-Pool bei unterschiedlichen Preissignalen für das Jahr 2014

	Flat	High-low	Day-ahead
Kosten [€]	2.764.870	2.590.735	2.375.584
Kosteneinsparung [€]	-	174.135	389.286
	-	-	215.151
Kosteneinsparung [%]	-	6,3	14,1
	-	-	8,3

In Abbildung 5 ist der zeitliche Verlauf der Heizkosten über das Jahr 2014 abgebildet. Negative Kosten kommen dadurch zustande, dass sich an der EEX negative day-ahead Preise eingestellt haben. Es zeigt sich, dass die größten Einsparungen in der Heizperiode während den Wintermonaten erreichbar sind.

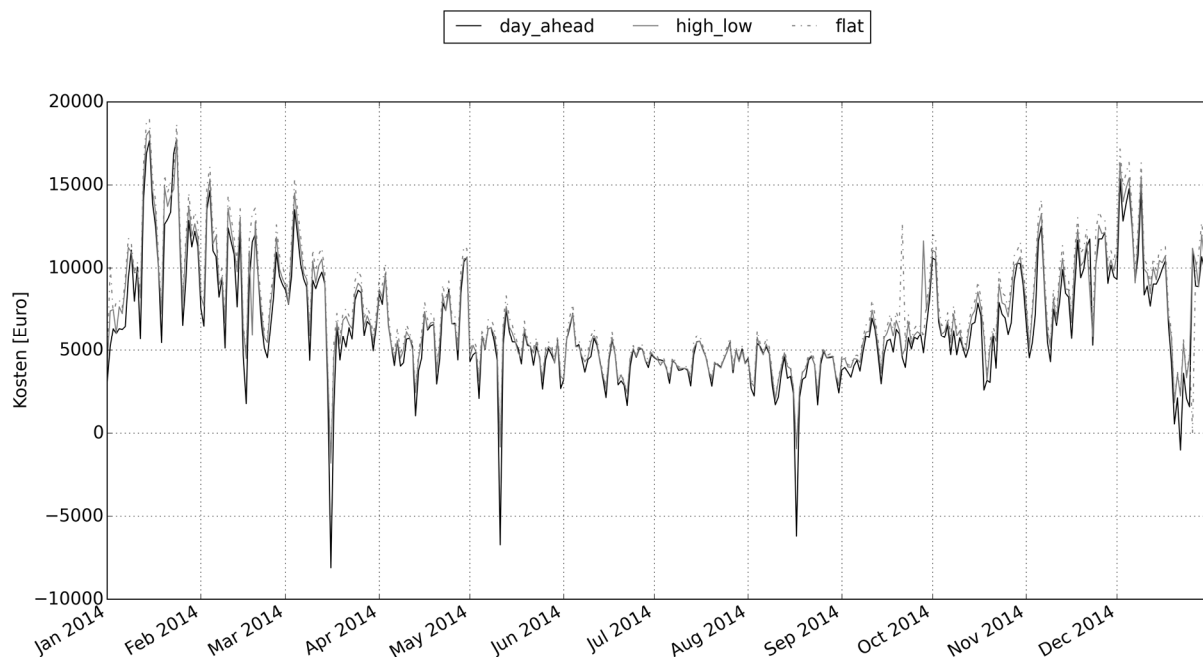


Abbildung 5: Kosten des Wärmepumpenbetriebs über das Jahr 2014

Lastverschiebungen, aufgrund der Überhitzung der thermischen Speicher beeinflussen die Effizienz der Wärmepumpe stark. Exemplarisch ist dies für den CASE 2 dargestellt. Während unter Nennbetrieb der COP um 3 schwankt, verursacht der Betrieb nach day-ahead Preissignal einen starken Abfall des COP teilweise unter einen Wert von 2. Dieser Effekt zeigt sich stärker in den Wintermonaten, da hier vermehrt Lastverschiebungen stattfinden.

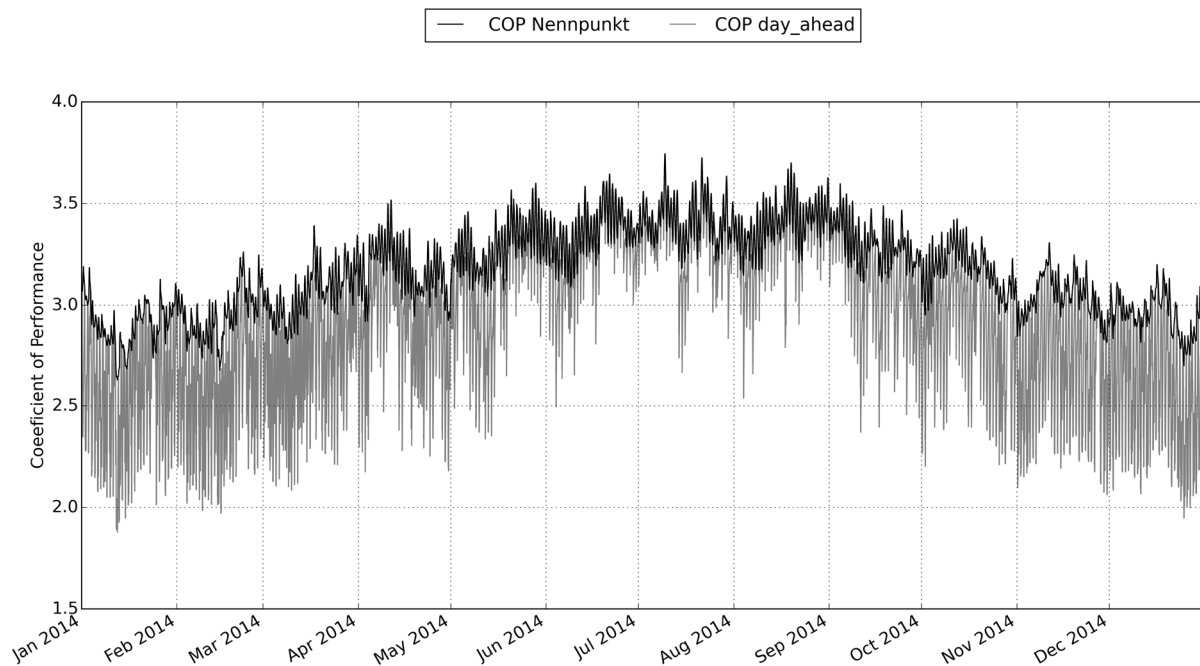


Abbildung 6: Vergleich des Coefficient of Performance (COP) der CASE 2 Anlagenkonfiguration anhand der Temperaturen im thermischen Speicher, zwischen Operation im Nennpunkt und bei Speicherüberhitzung

Durch Lastverschiebungen kann die Effizienz der Wärmepumpen stark abfallen. Dieser Effekt wurde während der Simulation nicht berücksichtigt, da von einem vereinfachten COP ausgegangen wurde. Unter Berücksichtigung der Effizienz-Verluste ergeben sich ex-ante Kosten von ca. 434.330 €, die die erzielten Kosteneinsparungen (Tabelle 2) relativieren.

4 Schlussfolgerung und Ausblick

Durch den Betrieb unter einem dynamischen Preissignal können die Betriebskosten gesenkt werden, bei den hier getroffenen Annahmen. Die größten Einsparungen finden dabei in den Wintermonaten statt. Es zeigt sich, dass die Annahme eines von der Systemtemperatur unabhängigen COP dem Problem vermutlich nicht ganz wird. Wenn Kosten aufgrund von Effizienzeinbußen einkalkuliert werden, werden auch die potentiellen Kosteneinsparungen relativiert. Diese Mehrkosten, aufgrund geringerer Effizienz, negieren die erzielten Einnahmen gegenüber dem statischen („flat“) Signal und übersteigen jene gegenüber einem („high_low“) Preissignal.

Das oben beschriebene thermische Modell wird durch ein Black Box Modell ersetzt, dessen Parameter anhand von realen Messwerten der einzelnen Anlagenkonfigurationen über Systemidentifikation ermittelt werden. Damit entsteht ein generisches Gebäudemodell, das auf eine Vielzahl von unterschiedlichen Gebäuden des Pools angepasst werden kann. Dabei werden die Ein-Knoten Modelle überarbeitet und die thermischen Speicher als vier Schichten im Modell implementiert. Ziel ist, eine höhere Genauigkeit des Modells zu erhalten, indem die Temperaturverteilung in den thermischen Speichern berücksichtigt wird. Auch die Änderung des COP der Wärmepumpe soll in der Simulation adäquat modelliert werden.

Von energiewirtschaftlicher Seite ist eine Erweiterung der Einsatzstrategien des Wärmepumpenpools auf Regelenenergie- und Intraday-Markt geplant, um weitere Vermarktungsmöglichkeiten auszuschöpfen.

5 Literaturverzeichnis

Fischer D., Lindberg K. Mueller S., Wiemken E., Wille-Haussmann B., 2014a. *Potential for Balancing Wind And Solar Power Using Heat Pump Heating And Cooling*, Conference: International Workshop on Integration of Solar into Power Systems, Berlin, Volume: 4.

Fischer D. , Rivera Toral T., Lindberg K. B., Wille-Haussmann B., Madani H. , 2014b. *Investigation of Thermal Storage Operation Strategies with Heat Pumps in German Multi Family Houses*. Energy Procedia 58, 137-144.

Jungwirth, J., 2014. *Lastmanagement in Gebäuden, Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden*. Dissertation. TU München.

Pfaffen, D., Werlen, K., 2012. *Tertiärregelenergie im Wärmepool für den Schweizer Markt*. Diplomarbeit. ETH Zürich.

Pfaffen, D., Werlen, K., 2013. *WARMup: Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern*. Bundesamt für Energie BFE.