

Marktteilnahme von EndkundInnenflexibilität durch Pooling

**Regina HEMM, Christian FUCHS, Tara ESTERL, Johanna SPREITZHOFER,
Stefan HAUER, Christoph BACHER, Paul SUMERAUER**

AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, www.ait.ac.at
IDM-Energiesysteme GmbH, Seblas 16-18, A-9971, Matrei in Osttirol, www.idm-energie.at

Kurzfassung:

Die in Privathaushalten vorhandenen flexiblen Komponenten wie Wärmepumpen, Warmwasserspeicher, Batteriespeicher als auch an der Ladestation angeschlossene Elektroautos, können durch geeignete Optimierung dazu verwendet werden, das Stromnetz zu stabilisieren, Kosten zu senken und dabei CO₂ einzusparen.

Im Forschungsprojekt Flex+ wird das Potential untersucht, diese vorhandenen Energiemengen auf flexible Art zu nutzen. Um die Komponenten optimal zu verwenden, werden ihre physikalischen Eigenschaften, sowie der Einfluss des Strommarktes modelliert. Durch das Pooling von mehreren Komponenten, soll sowohl die Teilnahme am Regelenenergiemarkt als auch an Spotmärkten ermöglicht werden. Mittels mathematischer Optimierungstools werden Fahrpläne erstellt, welche das Ziel haben, entweder Kosten oder CO₂- Ausstoß zu minimieren. Zur Evaluierung des Nutzens werden verschiedene Szenarien modelliert und die jeweiligen Kennzahlen mit einem nicht optimierten Referenzszenario verglichen. In einer ersten Untersuchung werden verschiedene Jahreszeiten simuliert und optimiert, um eine Abschätzung der Größe der Erlöse zu bekommen. Es zeigt sich, dass die Kosten mithilfe der Teilnahme am Sekundärregelenenergiemarkt am stärksten gesenkt werden können, die Teilnahme am Tertiärregelenenergiemarkt bringt nur geringe Erlöse im Vergleich zur reinen Preis-Optimierung über den Day-Ahead Spotmarkt. Mit der Optimierung mit dem Ziel der Reduktion der CO₂- Produktion können bis zu 15 % CO₂ eingespart werden. In weiterer Folge werden im Rahmen des Projektes Flex+ die verschiedenen Pools auch im Feldtest zum Einsatz kommen.

Keywords: Wärmepumpen, Regelenenergie, Spotmarkt, MILP

1 Einleitung

Um die Klimaziele 2030 zu erfüllen, wird in Europa der Ausbau erneuerbarer Energieträger stark vorangetrieben. Durch die hohe Abhängigkeit von Umwelteinflüssen, führt der Einsatz nachhaltiger Technologien wie Windenergie und Photovoltaik jedoch zu Schwankungen im Stromnetz. Diese Problematik erfordert den Einsatz von Speicherkapazitäten, die Energie bei einem Überschuss aufnehmen, und bei einem Mangel wieder abgeben können. Diese Kapazitäten sind in den Haushalten vieler EndkundInnen bereits zu finden, in Form von Wärmepumpen, welche in dieser Arbeit behandelt werden, aber auch Elektroboilern, Elektroautos und Batteriespeichern. Werden mehrere dieser Komponenten zu sogenannten

Pools verbunden, kann die entstehende Flexibilität verwendet werden, um Schwankungen in der Erzeugung durch Einspeisung und Abgabe von Energie auszugleichen.

Indem die durch das Pooling und die thermischen Speicherfähigkeit resultierende Flexibilität durch Preissignale verschiedener Elektrizitätsmärkte genutzt wird um den Zeitpunkt der Last zu verschieben, kommt es zu möglichen Einsparungen für EndkundInnen. Außerdem besteht die Möglichkeit, die Flexibilität in Hinsicht auf über den Tag variierende CO₂- Emissionen zu nutzen, welche durch den unterschiedlichen Strommix zu jedem Zeitpunkt entsteht, und so zu einem geringeren Ausstoß des Treibhausgases zu führen. Der Mehrwert, sowohl auf Aggregator- als auch Kundenseite ist notwendig, um Pooling-Konzepte umsetzen zu können. Im Rahmen des Forschungsprojektes Flex+ wird das Potential von diesen Komponentenpools zur Netzstabilisierung und Ertragsmaximierung durch Teilnahme am Day-Ahead- und Regelenenergiemarkt untersucht. Die flächendeckende Nutzung der Flexibilität der Wärmepumpen kann aufgrund der Speicherkapazität der Gebäude und der Warmwasserspeicher zur Dekarbonisierung und zu einem stabilen Stromnetz beitragen. Im Rahmen des Projektes Flex+ werden folgende Pools untersucht: Wärmepumpen, Boiler, E-Autos, Batteriespeicher, Energiemanagementsystem.

Die zentrale Frage dieser Arbeit ist, ob ein Pool von Wärmepumpen unter der Voraussetzung von dynamischen Preisen und möglicher Teilnahme an Regelenenergiemärkten einen sowohl wirtschaftlich, als auch ökologisch vorteilhafteren Betrieb ermöglichen kann.

2 Methodik

Das Modell basiert auf gemischt-ganzzahliger Programmierung. Zur Umsetzung wurde die Python Modellierungsbibliothek „pyomo“ und der Solver CPLEX verwendet. Neben der Modellierung der einzelnen Komponenten, welche aus Wärmepumpen, Warmwasserspeichern, Pufferspeichern und Gebäuden bestehen, ist das Ziel, ein lineares Modell zu erstellen, welches alle Komponenten aggregiert und das Verhalten bei der Teilnahme an folgenden Märkten abbildet:

- Day-Ahead-Markt
- Regelreservemärkte
- Intradaymärkte (nur zur nachträglichen Bewertung der Prognosefehler)

In Abbildung 1 ist das Zusammenspiel aller Systemkomponenten abgebildet.

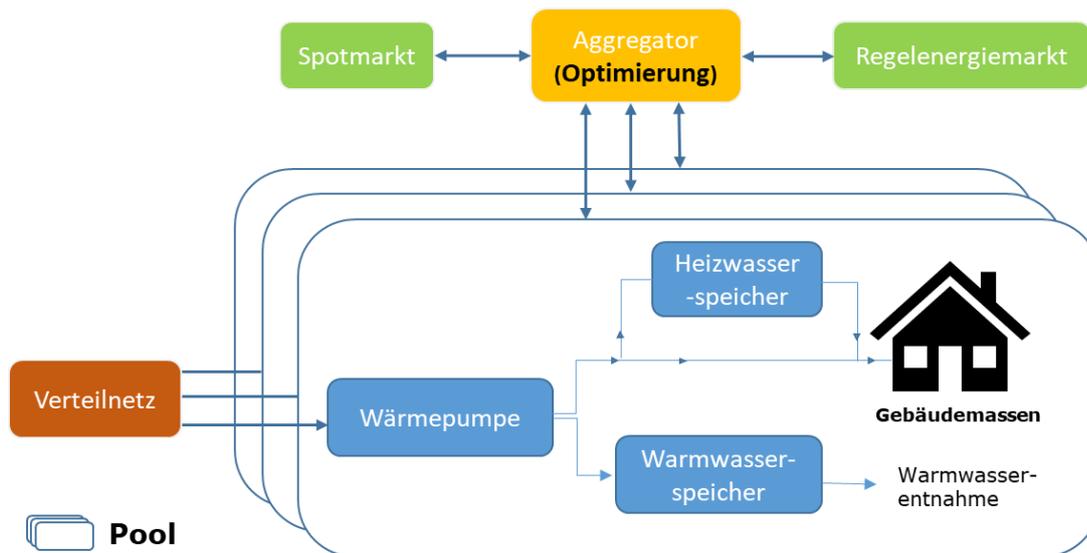


Abbildung 1 Zusammenhang der verschiedenen Komponenten im Modell

Die thermischen Vorgänge des physikalischen Modells werden linearisiert abgebildet, um auch eine für den Echtzeitbetrieb realisierbare Laufzeit zu ermöglichen. Modelliert wird jeweils ein Referenzszenario, bei dem ein konstanter Preis verwendet wird. In diesem Szenario wird das Gebäude nur geheizt, wenn ansonsten die untere gewählte Komfortgrenze unterschritten werden würde. Dadurch wird das Gebäude bei einer gewissen Raumtemperatur gehalten. Im Anschluss werden die bezogenen Mengen mit den tatsächlichen Day-Ahead-Preisen, welche über den Tag variieren, bewertet, um realistische Kosten zu erhalten. Die für die EndkundInnen anfallenden Netzkosten und Entgelte/Abgaben (außer die Umsatzsteuer) werden ebenfalls berücksichtigt. Die im Referenzszenario entstehenden Kosten werden jeweils mit den Kosten der anderen simulierten Szenarien verglichen, um die Einsparungen zu ermitteln. Für die optimierten Szenarien gelten jeweils ein sich viertelstündlich änderndes Spotpreissignal bzw. die Preise für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, inklusive reduzierter Netzkosten beim Bezug von negativer Regelenergie.

Neben dem Ziel der Kostenreduktion wurde ebenfalls eine CO₂ Sensitivitätsanalyse vorgenommen, mit dem Ziel der Minimierung der CO₂ Emission. Dafür wurden Daten des stündlich mit dem Strommix variierenden CO₂ Ausstoßes der österreichischen Elektrizitätserzeugung verwendet. Dieses Szenario wurde anschließend wie das Referenzszenario mit den variierenden Day-Ahead-Preisen bewertet. Umgekehrt wurde auch berechnet, welcher CO₂- Ausstoß sowohl beim Day-Ahead-Szenario als auch beim Referenzszenario anfällt, um die unterschiedlichen Szenarien vergleichen zu können.

Es wurden zwei Zeiträume mit unterschiedlichen Bedingungen am Strommarkt betrachtet. Der erste Zeitraum befindet sich vor der Markttrennung (01.10.2018) von Deutschland und Österreich, zweiterer danach. Für beide Zeiträume wurde jeweils eine Woche pro Jahreszeit simuliert.

Das Modell soll folgendermaßen im Echtzeitbetrieb umgesetzt werden: Im ersten Schritt wird das Gebäudemodell über einen gewissen Zeitraum kalibriert, um den Zustand des Gebäudes zu diesem Zeitpunkt bestmöglich zu evaluieren. In ersten Tests haben sich längere Zeiträume als praktikabler erwiesen, da damit eine größere Anzahl an unterschiedlichen Dynamiken abgebildet werden können. Anschließend wird eine gemeinsame Optimierung von Day-Ahead-

und Regelenenergiekosten rollierend über 48 Stunden durchgeführt. 48 Stunden wurden unter dem Gesichtspunkt gewählt, dass sich die Speicher am Ende des ersten Tages vollständig entleeren würden, wäre dies der letzte simulierte Zeitpunkt. Für diesen Tag würde man die günstigsten Kosten erzielen, was über mehrere Tage aufgrund der niedrigen Speicherstartwerte zu Beginn des Folgetages aber zu höheren Kosten führen würde. Der Entleerungseffekt kann auf diese Weise zwar nicht vollständig verhindert werden, wird aber zumindest sehr stark abgeschwächt. Im Anschluss an die Optimierung wird der gewünschte Fahrplan vom Aggregator an den Regelenenergieanbieter weitergeleitet, und nach Marktschluss das Regelenenergieangebot entweder zugeschlagen oder abgelehnt. Mit diesen neuen Informationen wird ein weiteres Mal nur der Day-Ahead-Markt optimiert. Anschließend wird dieser Fahrplan durch den Aggregator an den Lieferanten weitergeleitet, welcher die entsprechenden Day-Ahead-Mengen bezieht. Nun ist der Fahrplan bestätigt. Der Nachkauf von Energiemengen am Intraday-Markt durch von den Prognosen abweichende Regelenenergieabrufe kann anschließend stündlich getätigt werden.

2.1 Abbildung der Marktrestriktionen

Zur Erstellung des Fahrplanes wird der Day-Ahead-Einkauf zeitgleich mit den Regelenenergieangeboten optimiert. Für den Day-Ahead-Markt werden die variierenden EPEX-Spotpreise verwendet. Sowohl für positive als auch negative Regelenenergieprodukte, wurden jeweils zwei verschiedene Preise an zwei verschiedenen Merit-Order-Listen-Plätzen inklusive der zugehörigen Prognosen der Abrufwahrscheinlichkeiten verwendet. Die zu minimierende Zielfunktion ist eine Kostenfunktion, welche sich aus der Summe der viertelstündlichen Kosten für den Kauf am Day-Ahead-Markt, den Netzkosten, welche für Strombezug zu zahlen sind, den Erlösen am Regelenenergiemarkt (Frequency Restoration Reserve, FRR), sowie den damit verbundenen reduzierten Netzentgelten zusammensetzt. Folgende Zielfunktion wird mithilfe des Optimierungsalgorithmus gelöst:

$$Kosten[t] = \sum_{t=1}^T DA_Kosten[t] + Netzentgelte[t] + ErlöseFRR [t]$$

DA_{Kosten}[t] ... Kosten durch den Einkauf am Day – Ahead – Markt im Zeitschritt t

Netzentgelte[t] ... durch den Bezug anfallende Netzentgelte im Zeitschritt t

ErlöseFRR [t] ...wahrscheinlichste Erlöse am Regelenenergiemarkt im Zeitschritt t

Um die Day-Ahead-Kosten zu erhalten, wird die zum viertelstündlichen Zeitschritt t bezogene Energiemenge mit den jeweils zugehörigen Day-Ahead-Preisen bewertet. Der Handel am Regelenenergiemarkt bringt Einkünfte durch den Leistungspreis, welcher von der Höhe des Angebotes abhängig ist, als auch einen Arbeitspreis, welcher für den tatsächlichen Abruf vergütet wird. Am Regelenenergiemarkt können sowohl positive, als auch negative 4-Stunden-Produkte jeweils an hoher und niedriger Merit-Order-Listen-Stelle angeboten werden, um eine realistische Gebotsstrategie zu erhalten. Positive Regelenenergie bedeutet eine Reduktion der Leistung, während negative Regelenenergie einem Erhöhen des Bezuges entspricht. Positive Regelleistung kann mittels Wärmepumpen nur dann erbracht werden, wenn zum selben Zeitpunkt bereits eine gewisse Day-Ahead-Menge eingekauft wurde. Die Wahrscheinlichkeit,

mit der man abgerufen wird, wird prognostiziert, der Optimierer rechnet mit diesen Abrufwahrscheinlichkeiten und den entsprechenden erwarteten Erlösen. Da der Pool die angebotene Leistung konstant erbringen können muss, wird die Leistung unter den einzelnen Komponenten zeitlich aufgeteilt. Da die tatsächlichen Abrufe von den prognostizierten Abrufwahrscheinlichkeiten abweichen, wurde angenommen, dass stündlich Energie nachgekauft werden kann. Somit muss der Energieinhalt des Pools nur ausreichen, um eine Stunde die volle angeforderte Regelleistung zu erbringen (siehe Abbildung 2). Um den Nachkauf zu ermöglichen, müssen allerdings die entsprechenden Leistungsmengen vorgehalten werden, um in keinem Fall die Randbedingungen zu verletzen. Die Abrufe werden nach der Optimierung mit realen Abrufen ausgewertet.



Abbildung 2 Die grüne Kurve zeigt den unter den Prognosen wahrscheinlichsten Temperaturverlauf im Gebäude bzw. im Speicher. Wird die volle negative Regelenergiemenge abgerufen steigt die Temperatur stärker an, als erwartet. Würde man den Fahrplan wie gehabt weiterverfolgen, könnte es passieren, dass eine obere Temperaturgrenze überschritten wird. Daher muss die rot schraffierte Energiemenge im nächsten Zeitschritt wieder verkauft werden, um zur ursprünglich für diesen Zeitpunkt vorgesehenen Temperatur zurückzukehren.

Zwischen Sekundär- und Tertiärregelenergie besteht im Modell kein Unterschied, nur die Preise und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten sind unterschiedlich. Der Intradaynachkauf durch Abrufe, welche von den erwarteten Abrufen abweichen, wird mittels ID3 Preisen bewertet. Wie bereits erwähnt, wird dieser Intradaynachkauf erst nach der Optimierung simuliert, die dafür notwendige Leistung ist aber durch Nebenbedingungen bereits berücksichtigt. So werden Prognosefehler der Abrufwahrscheinlichkeiten miteinbezogen. Prognosefehler hinsichtlich Wetter, Erzeugung und Nutzerverhalten wurden bei dieser Bewertung allerdings außen vorgelassen.

Ebenfalls im Projekt durchgeführt aber in dieser Arbeit nicht näher beschrieben, wurde der Fall der Optimierung des Intradaymarktes. Dabei werden stündlich neue Preise für die nächsten 3 Stunden als Input gegeben, zu welchen in diesem Zeitpunkt auch tatsächlich gekauft werden kann. Dieser Vorgang wiederholt sich jede Stunde.

2.2 Wärmepumpenmodell

Zur Erstellung des Wärmepumpenmodells wurden empirisch gewonnene Heizkurven analysiert. Aus den elektrischen und thermischen Leistungen, welche von den

Pumpenumdrehungen, der Wärmequellentemperatur, sowie von der Außentemperatur abhängen, wurde die die Funktion $Q(P)$ erstellt. Diese lässt sich nun annähernd linear beschreiben (siehe Abbildung 3). Die Bedingung, dass die Wärmepumpe im Realbetrieb nur in einem bestimmten Leistungsbereich betrieben werden kann, bringt die Notwendigkeit einer Binärvariable mit sich. Da die linearisierte Kurve $Q(P)$ außerdem nicht durch den Nullpunkt führt, muss die bereits verwendete Binärvariable auch in eine Geradengleichung einfließen:

$$Q(P[t]) = k[t] * P[t] + d[t] * Binary[t]$$

$Q(P[t])$... produzierte Wärmemenge, abhängig von der aufgenommenen Leistung für jeden Zeitschritt

$P[t]$... aufgenommene Leistung im Zeitschritt t

$k[t]$... Wirkungsgrad im Zeitschritt t

$d[t]$... Versatz der $Q(P)$ – Linearisierung auf der y – Achse

$Binary[t]$... beschreibt ob die Wärmepumpe ein – oder ausgeschaltet ist

$k[t]$ stellt dabei den aufgrund der variierenden Temperaturen zeitlich veränderlichen Wirkungsgrad der Wärmepumpe dar.

Für die Jahressimulation wurden die Binärvariablen aufgrund der sonst zu langen Laufzeiten weggelassen, indem die Gerade durch den Nullpunkt gelegt wurde und eine kontinuierliche Leistungsaufnahme angenommen wurde.

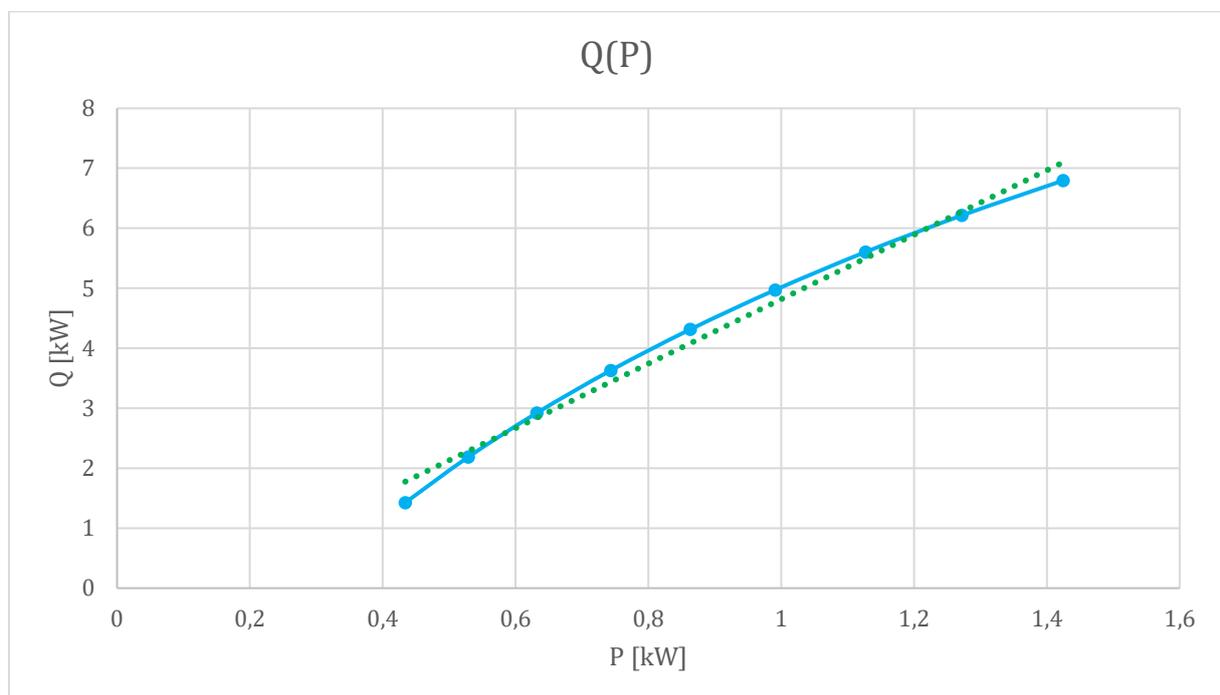


Abbildung 3 Abhängigkeit der thermischen Leistung von der aufgenommenen elektrischen Leistung der Wärmepumpe

Im Pool befinden sich sowohl modulierende Wärmepumpen als auch On-Off-Pumpen. Für jeden Zeitschritt wird eine $Q(P)$ -Kurve erstellt, welche von der Außentemperatur und der Wärmequellentemperatur abhängt. Außerdem wird zur Leistungsbegrenzung für jeden Zeitschritt sowohl die Leistung bei der minimalen Umdrehungsanzahl als auch bei der

maximalen Umdrehungsanzahl berechnet, welche folglich ebenfalls von den gegebenen Temperaturen in den jeweiligen Zeitschritten abhängt, berechnet. In der Simulation kann man zwischen 3 verschiedenen Wärmepumpen wählen, welche optional mit einem Heizwasser- und einem Warmwasserspeicher kombiniert werden können. Die Kennlinie für $Q(P)$ ist zur Erwärmung des Warmwassers etwas anders als im Heizmodus. Um zwischen den Betriebsarten umschalten zu können aber gleichzeitig weitere Binärvariablen zu vermeiden, wurde eine die gesamte Leistung beschränkende Gleichung als Nebenbedingung eingeführt:

$$\frac{P(t)}{P_{max}(t)} + \frac{P_{dhw}(t)}{P_{dhw_{max}}(t)} \leq 1$$

$P(t)$... aufgenommene Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t im Betriebsmodus "Heizen"

$P_{max}(t)$... maximal mögliche Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t , abhängig von Wärmequellen und Außentemperatur im Betriebsmodus "Heizen"

$P_{dhw}(t)$... aufgenommene Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t im Betriebsmodus "Warmwasserbereitung"

$P_{dhw_{max}}(t)$... maximal mögliche Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t , abhängig von

Da viertelstündlich gemittelte Werte verwendet werden, ist garantiert, dass die Gesamtleistung der Wärmepumpe nicht überschritten wird. Voraussetzung zur praktischen Umsetzung ist, dass die Betriebsmodi in dieser Viertelstunde nach Belieben wechselbar sind.

2.3 Gebäudemodell

Das Gebäudemodell wurde als vereinfachtes mathematisches Widerstands-Kapazitätsmodell (RC) in Form von Zustandsraumgleichungen dargestellt, welches Luft- und Gebäudetemperaturen sowie dessen thermische Speicherkapazitäten betrachtet. Das Gebäudeverhalten wird über 5 Temperaturzustände (Boden, Dach, Außenwände, interne Speichermassen, Luftmassen) berechnet. Die Zustandsraumdarstellung ermöglicht, basierend auf den Zustandstemperaturen des Zeitschrittes $x(t)$ und der in diesem Zeitschritt (beliebig) zugeführten Wärmemenge $u(t)$, das Verhalten der Zustandstemperaturen des nächsten Zeitschrittes $x(t + 1)$ zu berechnen.

$$\dot{x} = A \cdot x + B \cdot u \quad \rightarrow \quad x(t + 1) = \Phi(t) \cdot x(t) + \Gamma(t) \cdot u(t)$$

$$x(t) = [t_f(t) \quad t_r(t) \quad t_w(t) \quad t_{int}(t) \quad t_{air}(t)]^T$$

$$u(t) = [t_{out}(t) \quad t_{ground}(t) \quad Q_{floor}(t) \quad Q_{solar,r}(t) \quad Q_{solar,w}(t) \quad Q_{solar,a}(t) \quad Q_{int}(t)]^T$$

Mithilfe der Input-Daten $u(t)$ wie Solarstrahlung, Außentemperatur, gemessene Raumtemperatur und Informationen über das Heizverhalten werden die Widerstände und Kapazitäten und damit das Gebäudemodell und dessen Dynamik kalibriert.

Erste Tests zeigten, dass ein längerer Kalibrierungszeitraum mit einem unterschiedlichen Verlauf der Inputdaten genauere Ergebnisse liefern kann. Eine Voraussetzung für eine gute Kalibrierung ist, dass viele verschiedene Dynamiken in ein und demselben Kalibrierungszeitraum auftreten, wie beispielsweise eine längere Periode ohne Heizen im Winter, um zu sehen, wie schnell sich das Gebäude abkühlt. Nur so hat das Gebäudemodell genügend Informationen, um das weitere Verhalten aufgrund Wetterprognosen realistisch

abzubilden. Genauere Daten, wie z.B. die reale zugeführte Wärmemenge, welche mittels eines Wärmemengenzählers gemessen werden könnte, als auch die am Standort gemessenen Einstrahlungsdaten, sowie etwaige Parameter über das Nutzerverhalten könnten ebenfalls zu einem genaueren Ergebnis führen. Eine weitere Möglichkeit ist die Reduktion des Modells auf weniger Zustände, da eventuell zu wenige Inputparameter für zu viele Variablen existieren.

3 Ergebnisse

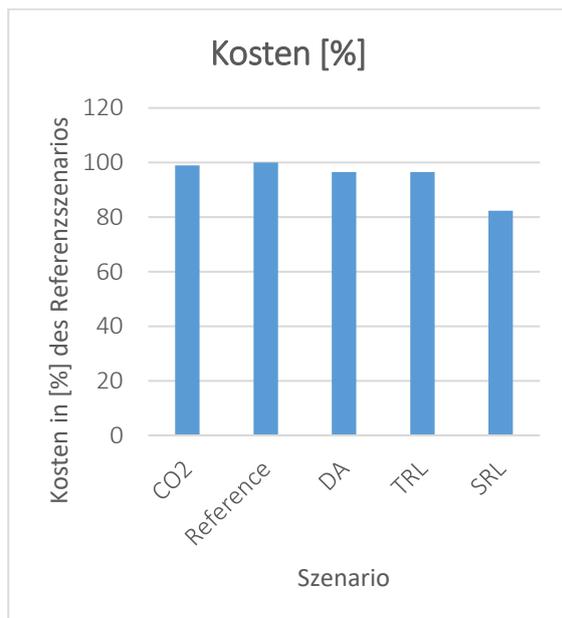


Abbildung 4 Kosten für die verschiedenen Optimierungsszenarien nach CO₂-Emissionen (CO₂), Day-Ahead-Preisen (DA), Tertiärregelenergie (TRL), Sekundärregelenergie (SRL) im Vergleich zum Referenzszenario (Reference)

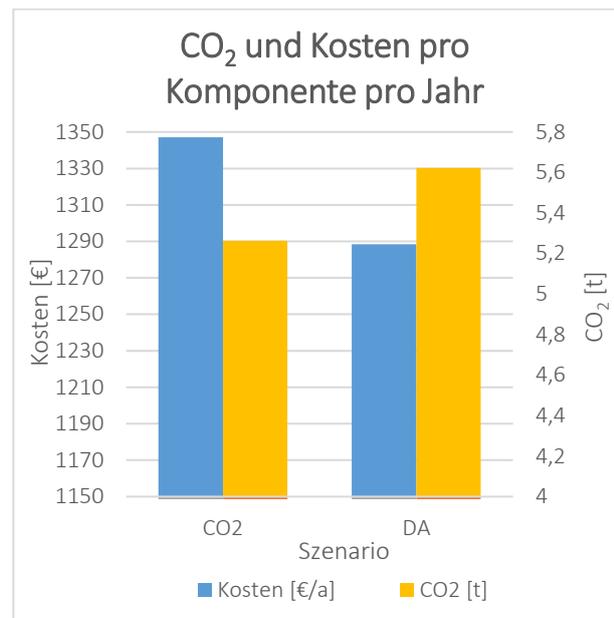


Abbildung 5 Gegenüberstellung der CO₂-Emissionen und den Kosten für das Szenario mit Day-Ahead-Optimierung (DA) und CO₂-Optimierung (CO₂), Simulationszeitraum entspricht einem Monat der Heizperiode.

Wie in Abbildung 4 dargestellt, bietet die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt die größten Einsparungen. Dies liegt an den relativ hohen Abrufwahrscheinlichkeiten und Preisen auf diesem Markt. Außerdem kann sehr stark von den reduzierten Netzentgelten beim Abruf der negativen Regelenergie, also beim Bezug, profitiert werden. Mit Tertiärregelenergie lassen sich nur geringfügig höhere Erlöse erzielen als am Day-Ahead-Markt, bedingt durch seltene Abrufe und niedrige Preise. Die Abrufwahrscheinlichkeit wurde aufgrund der seltenen Abrufe als Null angenommen, was dazu führt, dass der Optimierungsalgorithmus nur mithilfe des Leistungspreises Gewinne erzielen kann, nicht aber mit Bezug und somit reduzierten Netzentgelten rechnet. Dies spiegelt sich auch in der Anzahl der angebotenen Produkte pro Jahr wider. Es werden circa doppelt so viele 4-h-Produkte am SRL-Markt wie am TRL-Markt angeboten. Die Teilnahme an letzterem eignet sich daher nur bedingt für das hier vorgestellte Pooling-Konzept. Der Day-Ahead-Markt bringt im Vergleich zum Referenzszenario rund 4% Einsparungen an Energie- und Netzkosten ein, am SRL-Markt sind bis zu 18% Erlöse möglich.

Das Szenario mit dem Ziel der CO₂ Reduktion (Abbildung 5) ermöglicht es, pro Komponente und Jahr circa 7 % an CO₂ einzusparen, mit nur 4 % Mehrkosten im Vergleich zum Day-Ahead-Szenario. Dies ist allerdings immer noch günstiger als das Referenzszenario, was für die positive Korrelation zwischen Preisen und CO₂ Produktion spricht. Der Endkunde kann so

problemlos ohne Mehrkosten das Szenario CO₂-Reduktion wählen, ohne mit höheren Kosten als herkömmlich belastet zu werden.

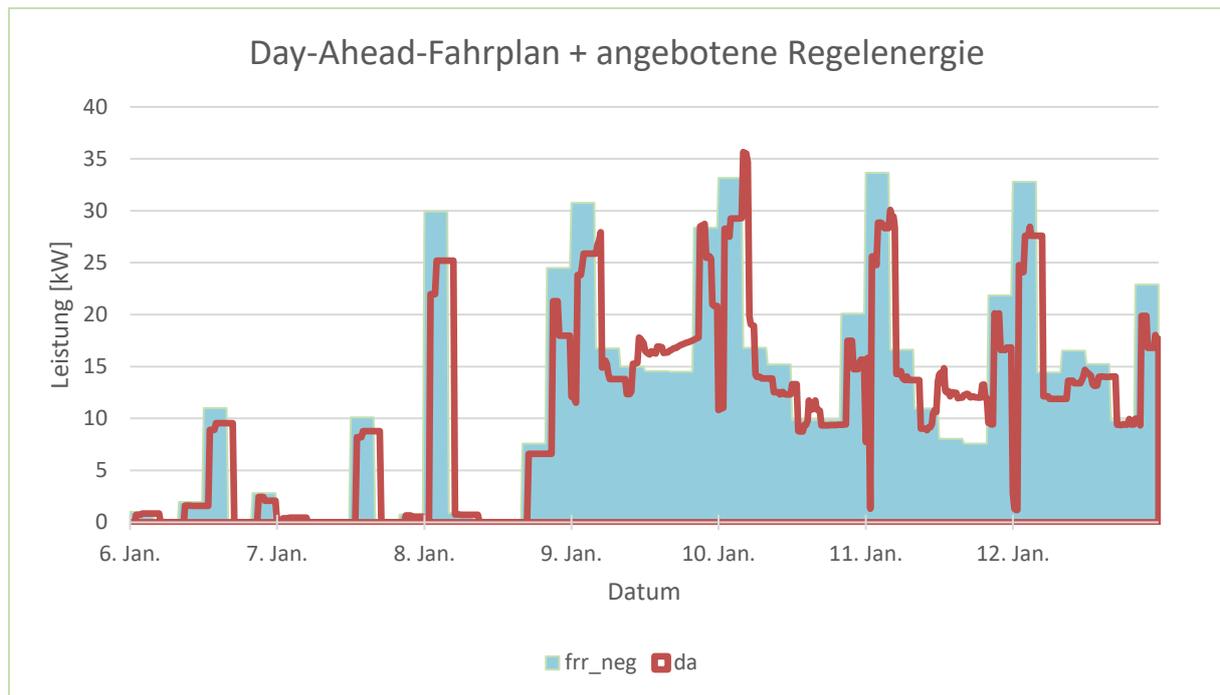


Abbildung 6 Day-Ahead-Fahrplan für eine Woche (da) und angebotene negative Regelenergie (frr_neg) in diesem Zeitraum

Abbildung 6 zeigt das negative Regelenergieangebot. Man kann gut erkennen, dass immer, nachdem eine gewisse Regelenergiemenge angeboten wurde, im nächsten Zeitschritt eine ähnlich hohe Day-Ahead-Menge eingekauft wird. Dies geschieht unter dem Gesichtspunkt, dass mit einer gewissen Abrufmenge gerechnet wird. Wird insgesamt mehr abgerufen als erwartet, muss diese zum erwarteten Abruf entstehende Differenzmenge laut Definition in der nächsten Stunde verkauft werden können. Damit man diese Menge verkaufen kann, muss diese Menge zuvor am Day-Ahead-Markt eingekauft worden sein. Außerdem überschreitet die Summe aus voller angebotener Regelenergiemenge und Day-Ahead-Menge die maximal mögliche Leistung zu keinem Zeitpunkt. Abbildung 7 zeigt das Gebäudeverhalten in einer Winterwoche. Darunter sind die zugeführten Wärmemengen dargestellt. Einerseits ist die gemessene Solarstrahlung abgebildet, andererseits die zugeführte Heizwärmemenge. Bei einer unteren Grenze von 20°C dauert es, bei einer Starttemperatur von 20.7°C, circa 1.5 Tage um auf diesen Punkt abzukühlen. Die Peaks um die Mittagszeit resultieren aus den Solareinträgen, beim Heizen wird versucht die Gebäudetemperatur auf dem gewünschten Niveau zu halten.

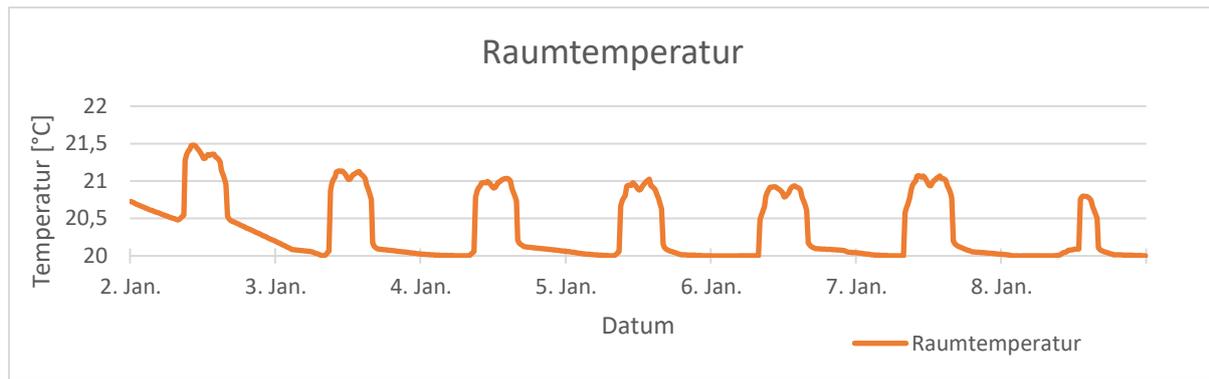


Abbildung 7 Verhalten der Raumtemperatur für eine Januarwoche, bei der Wärmezufuhr wie in Abb.8

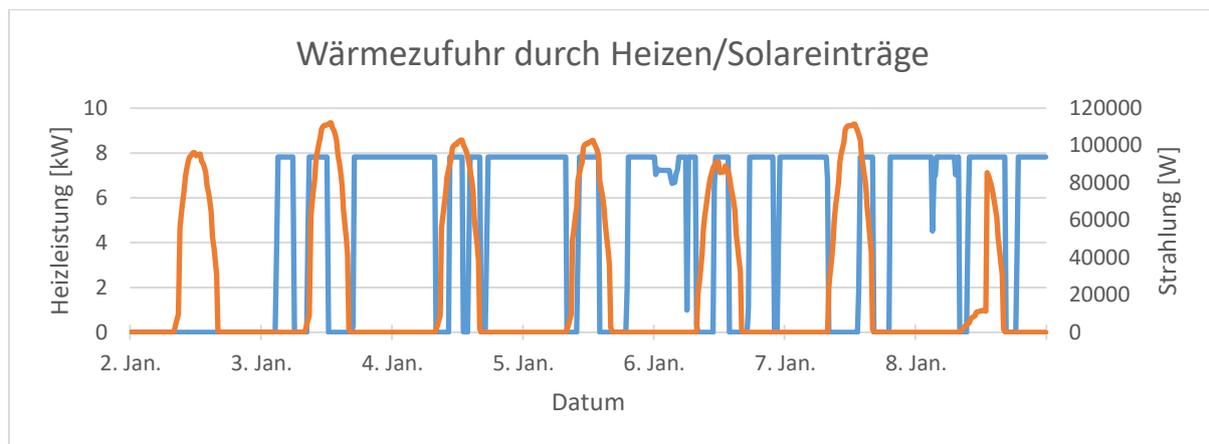


Abbildung 8 Heizwärmemenge und Solareinträge für eine Januarwoche im Referenzszenario

4 Ausblick

Die Modelle werden im Rahmen des Projektes Flex+ bei einem Feldversuch angewendet und getestet. Das Pooling findet dabei über den Wärmepumpen-Pool sowie über einen Aggregator, die sogenannte Flex+ Plattform, statt. Alle benötigten Forecasts, wie Wetter- und Verbrauchsprognosen werden auf dem Wärmepumpen-Pool gesammelt und die Preisprognosen können über die Flex+ Plattform abgerufen werden. Der Optimierer findet den optimalen Fahrplan, anschließend wird das Regelenenergieangebot gestellt, und wenn dieses bestätigt oder abgelehnt wird, wird je nachdem ein weiteres Mal Day-Ahead-optimiert. Diese Fahrpläne werden dann vom Wärmepumpen-Pool an die Flex+ Plattform und von da an die Lieferanten und Regelenenergieanbieter übermittelt. Als erster Schritt wird das Gebäudemodell validiert und auf Plausibilität überprüft, anschließend kann das Wärmepumpenmodell noch adaptiert werden. Außerdem spielt die Qualität der Wetter- und Lastprognosen eine essentielle Rolle, denn bei größeren Nachkäufen kann es vorkommen, dass am Ende mit dem Nachkauf gleich viele Kosten entstehen, wie zu Beginn im Referenzszenario. Ein weiterer wichtiger zu untersuchender Parameter wäre, ab welcher Prognosequalität die Optimierung insgesamt nicht mehr rentabel ist.

Danksagung

Das Projekt Flex+ (Nr. 864996) wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der 4ten Ausschreibung des Energieforschungsprogramms durchgeführt.