

# Einsatz von Prognosen in Energiemanagementsystemen zur Berücksichtigung variabler Tarifstrukturen

Philipp Rechberger<sup>1</sup>, Harald Kirchsteiger<sup>1</sup>, Wolfgang Traunmüller<sup>2</sup>,

Katharina Erk<sup>3</sup>, Thomas Natschläger<sup>4</sup>, Florian Entleitner<sup>5</sup>

<sup>1</sup> FH OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH, Ringstraße 43a, 4600 Wels,  
+43 50804-46914; philipp.rechberger@fh-wels.at; www.fh-ooe.at

<sup>2</sup> Blue Sky Wetteranalysen OG, Attnang-Puchheim

<sup>3</sup> Fronius Int. GmbH, Wels

<sup>4</sup> SCCH GmbH, Hagenberg

<sup>5</sup> Heliotherm Wärmepumpentechnik GmbH, Langkampfen

**Kurzfassung:** Im Projekt EStore-M erfolgte die Entwicklung eines dynamisch optimierenden Energiemanagementsystems für elektrochemische Energiespeicher unter Einbeziehung von BenutzerInneninteraktion, Erzeugungs- und Lastprognosen welches sich durch robuste – bezüglich Unsicherheiten der Prognosen – Regel- und Optimierungsalgorithmen auszeichnet. In Kombination mit anforderungsspezifisch hochwertigen energiemeteorologischen Prognosen soll dadurch über die Lebensdauer eines Systems nachvollziehbar eine Gesamtenergieeffizienz auf höchst möglichem Niveau erreicht werden.

**Laufzeit:** 03/2015 – 12/2017

**Förderprogramm:** Energieforschungsprogramm – 1. Ausschreibung

**Keywords:** Energiemanagement, Optimierung, Speicherbetrieb, Energiemeteorologie

## 1 Einleitung und Projektinhalt

Im Rahmen des Projekts EStore-M (FFG Nr. 848909) wurden Algorithmen für den Betrieb von PV-Speichersystemen im Zusammenhang mit zeitvariablen Stromtarifen entwickelt. Außerdem wurde eine Wärmepumpe als teilvariable Last zur Wärmeversorgung des Gebäudes integriert. Entsprechend notwendig waren dabei die Einbindung von Prognosen der Erzeugung, des Verbrauchs und ein selbstlernendes Modell des Gebäudes. Dadurch können nicht nur kurzfristige Veränderung, beispielsweise bei der Last, sondern insbesondere auch langfristige Effekte, die Einfluss auf die Effizienz und die Lebensdauer des Gesamtsystems haben, berücksichtigt werden.

Systeme nach Abbildung 1 werden aufgrund massiver Kostenreduktion von PV-Anlagen und Batteriespeichern sowie aktueller Förderungen vermehrt in Gebäuden installiert. Ziel ist dabei die verstärkte Eigennutzung von PV-Strom, da dadurch schneller die Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Dabei kommt ein Speicher zur Zwischenpufferung des Photovoltaik-Stroms zum Einsatz. Diverse regelbare (bspw. Wärmepumpe) und nicht regelbare Verbraucher stellen die Energiesenke dar.

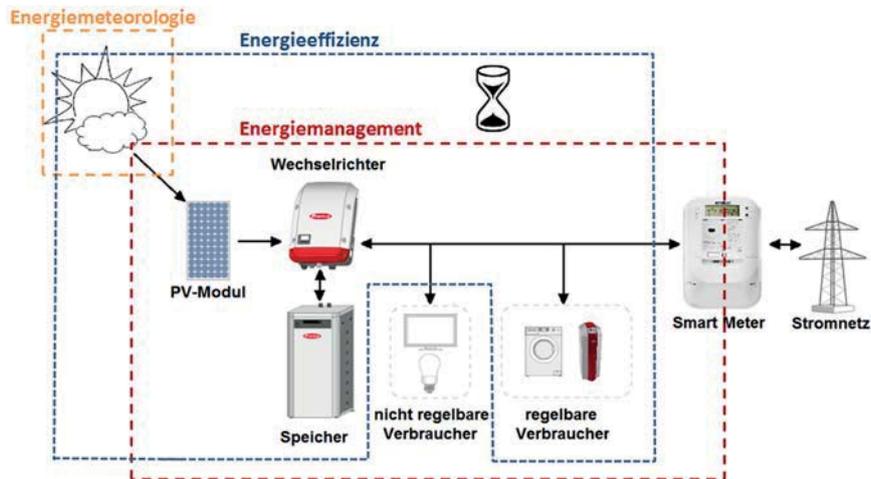


Abbildung 1: Systemkonzept

Die Interaktion mit dem Netz erfolgt über einen Smart Meter, wobei dieser gleichzeitig die Systemgrenze bildet. Zentrales Element in einem solchen System ist ein Energiemanagement, welches mehrere Energieflüsse (siehe Abbildung 2) aufgrund unterschiedlicher Faktoren und Zielsetzungen steuert. Einer dieser Faktoren ist beispielsweise die Wetterprognose.

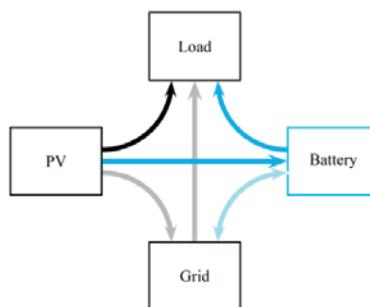


Abbildung 2: Energieflüsse im betrachteten System.

Die Hauptanwendung von PV-Speichersystemen ist in erster Linie im Bereich der Eigennutzung von Solarstrom angesiedelt. Ein weiterer Aspekt kann die Erhöhung der Versorgungssicherheit sein. Intelligente Regelsysteme in Verbindung mit Wissen um die Umgebung des Systems können jedoch eine Vielzahl weiterer Anwendungsfelder eröffnen sowie zusätzliche ökonomische und ökologische Vorteile schaffen.

Abhängig von der Zielvorgabe müssen sich Energiemanagementsysteme ständig an die aktuellen Umgebungsbedingungen anpassen. Ist lediglich eine einfache Eigenverbrauchserhöhung erwünscht, reichen aktuelle Messwerte um ein optimales Ergebnis zu erzielen. Aber Energiesysteme, insbesondere mit Speichern, sind mit hohen Anschaffungskosten verbunden weshalb weitere Möglichkeiten auch angewandt werden sollten.

Das Energiemanagement im gegenständlichen System verbindet die Regelung des Wechselrichters, des Speichers und der Wärmepumpe mittels mathematischer Optimierung. Verfügbare Lösungen sind meist proprietär und nur für eine Komponente bzw. die Komponente eines Herstellers einsetzbar. Gerade jedoch die Kombination von thermischen und elektrischen Speichern bietet vielfältige Effizienzsteigerungspotentiale.

Die Regelung des Zusammenspiels dieser Komponenten stellt jedoch keine triviale Aufgabenstellung dar, da die einzelnen Systeme von einer Vielzahl an Randbedingungen abhängig sind. Großen Einfluss haben auch Wetterbedingungen, welche die PV-Erzeugung signifikant beeinflussen, und der Lastbedarf des Verbrauchers, welcher dynamisch und unsicher vorliegt. Es handelt sich somit um ein Scheduling-Problem, welches durch die Minimierung einer Kostenfunktion (minimale Energiekosten) gelöst wird. Dabei müssen jedoch auch von Komfort-Rahmenbedingungen des Benutzers berücksichtigt werden. Insbesondere die Integration von regelbaren Verbrauchern erhöht hier die Systemkomplexität aufgrund zusätzlicher Beschränkungen (Heizwärmebedarf, Mindestlaufzeiten, etc.). Dem Kunden muss weiters eine bestimmte Auswahlmöglichkeit hinsichtlich Komfort und Einsparungen vorbehalten bleiben, welche der Regler beachtet und dennoch PV, Speicher und andere regelbare Lasten (bspw. Wärmepumpen) energieoptimal nutzen sollte.

Durch dynamische Einflüsse kann die Effizienz des Reglers signifikant betroffen sein. Statische Methoden berücksichtigen jedoch nur bekannte Wettervorhersagen oder Lastprognosen. Zur Effizienzsteigerung muss ein Regler adaptiv auf Veränderungen eingehen und robust agieren können.

Sowohl die Erzeugung von erneuerbarer Energie als auch der Verbrauch (vor allem Heizung und Kühlung von Gebäuden und Ballungszentren) sind massiv vom Wettergeschehen abhängig.

Konventionelle technische Gebäudeausrüstungsanlagen verwenden oftmals nur aktuelle Ist-Wetterdaten (Störgrößen) wie z.B. Außenlufttemperatur und Sonneneinstrahlung. Sie reagieren dadurch träge auf sich ändernde Wetterverhältnisse. Erhalten die Regelungssysteme zusätzlich Wetterprognosedaten als Input, kann der Energieverbrauch präventiv optimiert werden (frühere Abschaltung der Heizung, zeitgerechte Beschattung). Prognosefehler können den Verbrauch bzw. die Kosten jedoch erhöhen, weshalb bei Verwendung von Prognosen eine hohe Qualität unabdingbar ist.

Im gegenständlichen Projekt erfolgt eine rein privatwirtschaftliche Betrachtung der Systeme. Dies bedeutet, dass keine Untersuchung von Netzauswirkungen des Energiemanagements erfolgt. So werden rein häusliche Energiesysteme untersucht. Eine Interaktion mit Energienetzen kann jedoch nicht vernachlässigt werden, erfolgt im Rahmen dieses Projekts jedoch nur über die Schnittstelle „Smart Meter“. Über diese werden Preisinformationen (Smarte Tarife) welche als Parameter für die Regelung der Energieflüsse dienen, integriert.

## **2 Durchführung**

Für Systeme bestehend aus PV-Anlage, elektrischem Speicher und regelbaren Verbrauchern (Wärmepumpe) wurde ein Regelalgorithmus entwickelt, welcher die Speicherkapazitäten zur ökonomischen Optimierung der Energiekosten eines Haushalts betreibt. Kernelement ist dabei der Einsatz stundenvariabler Tarife für den Bezug elektrischer Energie. Der Optimierer arbeitet mit Wetter- und Lastprognosen, welche die Vorhersage des Bedarfs sowohl im elektrischen als auch thermischen Bereich ermöglichen.

## 2.1 Energiemanagementalgorithmen

Im gegenständlichen Projekt wurden unterschiedliche Energiemanagementalgorithmen verglichen. Basis der meisten Speichersysteme in der Praxis ist ein Algorithmus zur Erhöhung des Eigenverbrauchs. Dabei werden die Energieflüsse von PV und Last verglichen und ein möglicher PV-Überschuss in der Batterie zwischengespeichert bzw. bei Unterdeckung aus der Batterie bezogen, solange diese entsprechende Kapazität aufweist.

Der hier entwickelte Algorithmus nutzt variable Stromtarife aus, um die Energiebezugskosten des Betreibers zu minimieren. Dabei werden die Energieflüsse prognostiziert und bei Unterdeckung durch PV und Batterie diese beispielsweise bei günstigen Tarifen aus dem Netz geladen. Dadurch wird neben der PV-Erzeugung auch der Energiebezug zeitlich verschoben, ohne dass die Last dadurch beeinflusst wird. Zur Einhaltung der Rechenkapazitäten wurden Vereinfachungen anhand einer Kosten-Nutzen-Abschätzung durchgeführt. Mit einer Auflösung von 15-Minuten werden im Stundentakt neue Fahrpläne für das Gesamtsystem erstellt, der Prognosehorizont erstreckt sich dabei über 24 h (Receding Horizon Control).

Um eine die Effizienz des entwickelten Optimierers zu überprüfen wurde dieser auch mit einem Brute-Force Ansatz verglichen. Dabei sind alle Parameter der Komponenten sowie die Verläufe von PV, Last und Tarif exakt bekannt. Außerdem wird die Berechnung des Fahrplans in jedem Zeitschritt erneut durchgeführt. Damit ist die obere Schranke der erzielbaren Einsparungen berechenbar, aufgrund der angenommenen perfekten Prognosen sowie des Rechenaufwands ist dies in der Realität jedoch nicht umsetzbar.

## 2.2 Modellbildung und Simulationsumgebung

Grundlage für die Optimierung bildet ein detailliertes mathematisches Modell des Gesamtsystems, welches Regelungsaspekte und Wirkungsgrade der realen Komponenten berücksichtigt. In Abbildung 3 ist beispielsweise das Modell des Wechselrichters dargestellt.

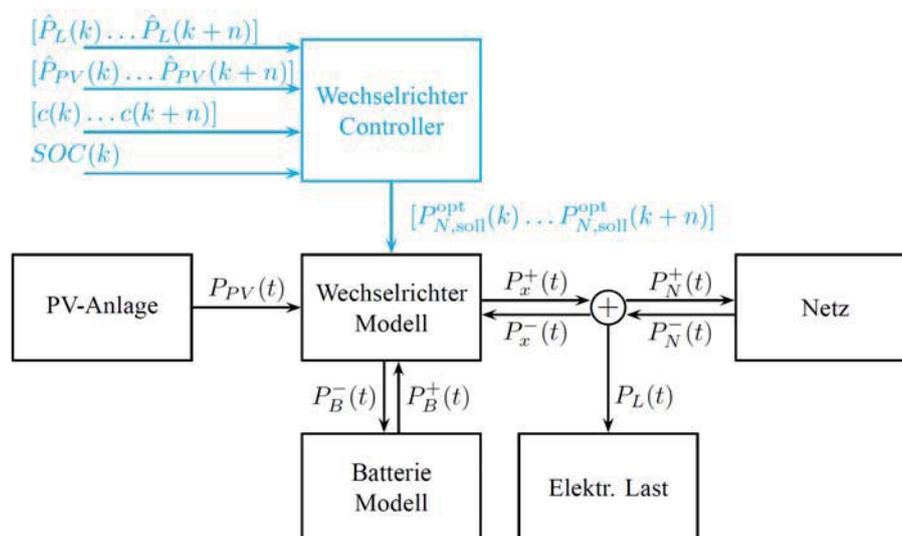


Abbildung 3: Wechselrichtermodell.

Innerhalb des Algorithmus ist somit jede Komponente als detailliertes mathematisches Modell dargestellt. Da jedoch nicht alle Parameter der Realität bekannt sind muss der Algorithmus diese erst aus historischen Daten lernen. Ein Beispiel hierfür ist bei Einbindung einer Wärmepumpe das zu berücksichtigende Verhalten des beheizten Gebäudes.

Vorerst wurden unterschiedliche Regelungs-Algorithmen für ein PV-Speichersystem ohne regelbare Verbraucher getestet. Es folgte die Erweiterung um die Wärmekomponenten und Entwicklung eines selbstlernenden Algorithmus zur Parameterschätzung des jeweiligen Gebäudes um das Prognosemodell entsprechend aufstellen zu können.

## **2.3 Prognosen**

Neben den Modellen der Komponenten sind auch die zukünftigen Verläufe von Erzeugung und Verbrauch vorerst unbekannt. Hierfür wurden entsprechende Prognosen eingesetzt.

### **2.3.1 Erzeugungsprognosen**

Die Qualität von Wetterprognosen sowohl in der räumlichen und zeitlichen Auflösung als auch bezüglich der Vorhersagequote hat sich in den letzten beiden Jahrzehnten entscheidend verbessert. Einerseits wurde das weltweite Messnetz an Wetterstationen sukzessive ausgebaut und mit modernen Fernerkundungsmethoden (Satellit, Wetterradar, Blitzortung) ergänzt. Andererseits wurde die Rechnerleistung erhöht und damit einhergehend die numerischen Wettermodelle weiter verbessert und mit verschiedenen „Post-Processing“ Methoden wie z.B. MOS (Model Output Statistics) für genaue „Punkt- und Standortprognosen“ optimiert. So liegt z.B. der mittlere absolute Fehler (MAE) von hochwertigen Day-Ahead Temperaturprognosen im Stundenraster für die Stunden 25-48 im Bereich von 0,9 bis 1,5 °C. Dieser Fehler steigt bei einem längeren Vorhersagezeitraum naturgemäß an.

Für den Einsatz im Energiemanagement wurden im gegenständlichen Projekt spezialisierte Wetterprognosen entwickelt. Deshalb wurden die benötigten Parameter genauestens analysiert und die notwendige Auflösung bestimmt. Aus bekannten Modellen für verschiedene meteorologische Parameter werden Ertragsprognosen für Photovoltaikanlagen erstellt. Dabei erfolgt eine spezifische Betrachtung der Anlagen (Standort, Ausrichtung, Größe, etc.). Abbildung 4 zeigt einen Vergleich unterschiedlicher Prognosemodelle, wobei bei dem entwickelten Algorithmus eine 15-Minuten Prognose eingesetzt wird.

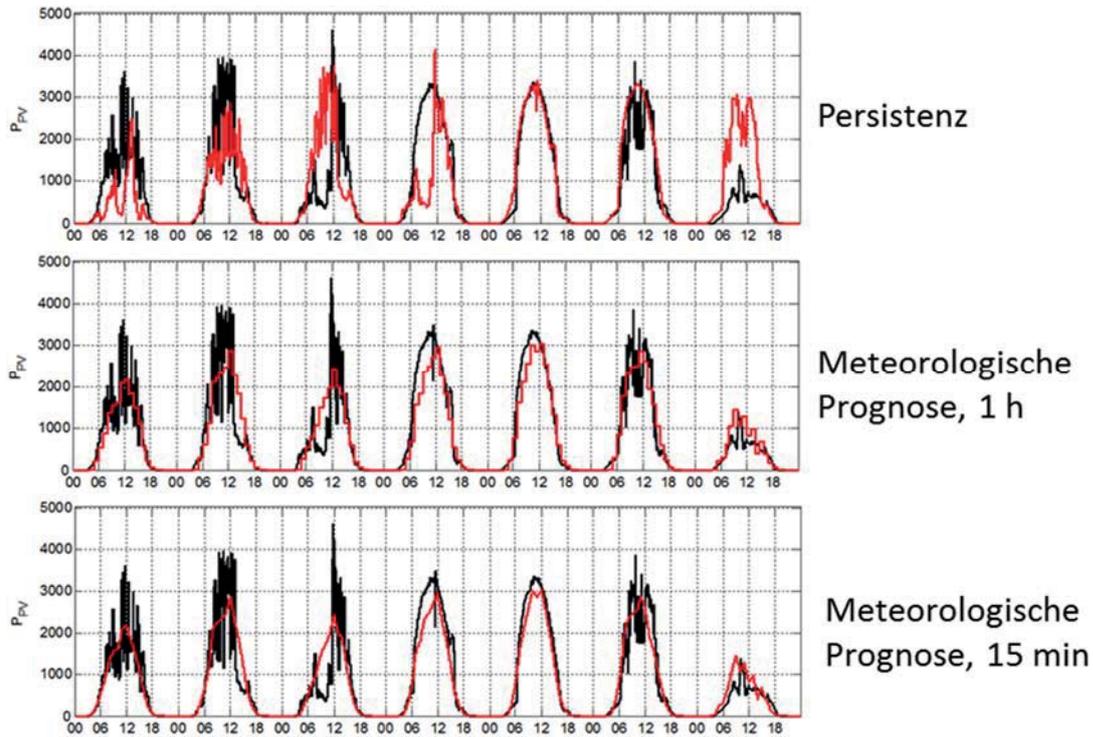


Abbildung 4: Vergleich unterschiedlicher Prognosemodelle.

### 2.3.2 Lastprognosen

Der Energieverbrauch spielt eine zentrale Rolle im Energiemanagement, ist jedoch gegenüber dem Wetter wesentlich komplexer vorherzusagen, da er nicht physikalischen Prozessen sondern dem menschlichen Verhalten folgt. In Abbildung 5 ist der Jahresmittelwert aus allen Montagsdaten und die zugehörigen 25 / 75 Perzentile für eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten (links) und 1 Sekunde (rechts) dargestellt. Die bei Einzelhaushalten typischerweise auftretenden hohen Schwankungsbreiten sind am Abstand der roten Linien voneinander erkennbar.

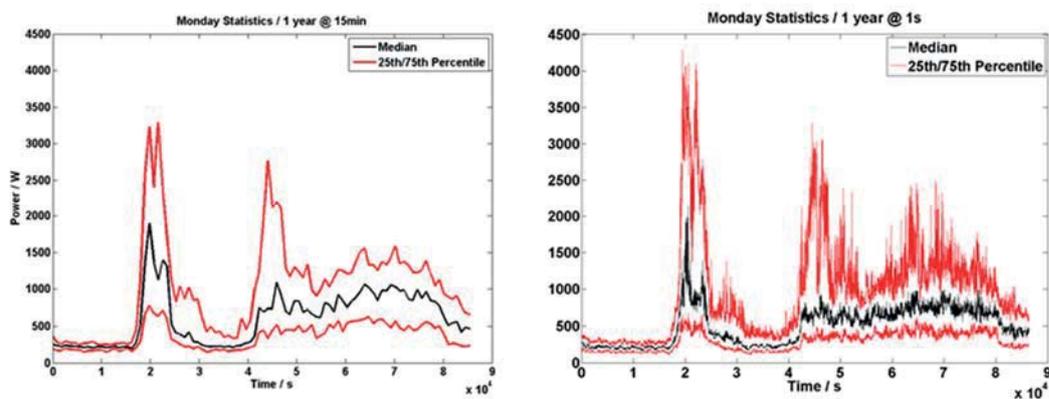


Abbildung 5: Lastprofilanalyse.

Der Schwierigkeitsgrad, die möglichen Modelle und die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Prädiktion sind dabei in erster Linie von der geforderten Granularität abhängig. Beispielsweise ist es verhältnismäßig einfach den Energieverbrauch einer Stadt vorherzusagen, da sich viele Einflussfaktoren ausgleichen. Demgegenüber ist die Prognose

des elektrischen Lastprofils eines einzelnen Haushalts nicht trivial, weshalb aktuell keine zufriedenstellende Genauigkeit erzielt werden kann.

Im gegenständlichen Projekt wurden unterschiedliche Methoden untersucht, wobei aufgrund der Einfachheit eine erweiterte Persistenz mit Mittelwertbildung über mehrere gleiche Wochentage verwendet wurde.

## 2.4 Simulation und HIL-Test

Zur Bewertung der Funktionsweise der einzelnen Algorithmen-Entwicklungen wurden diese in Simulation und Praxis getestet.

Die Simulationen wurden mithilfe MATLAB/Simulink™ durchgeführt. Grundlage hierfür bildeten Modelle der Komponenten und hochaufgelöste Messdaten realer Anlagen und Wetterprognosen. In der Simulationsumgebung werden detaillierte Komponentenmodelle verwendet, während der Regelungsalgorithmus vereinfachte und linearisierte Modelle auswertet. Der Optimierer an sich, welcher die Fahrpläne an die Systemkomponenten übermittelt ist ebenfalls in der Simulationsumgebung integriert. Dies hat den Vorteil der leichten Austauschbarkeit des Reglers im Fall von Aktualisierungen bzw. Überarbeitungen.

Um das ausgewählte Modell auch in der Praxis zu testen, wurde eine Hardware-in-the-Loop Umgebung mit realen Komponenten und virtuellem Gebäude erstellt und mittels Algorithmus betrieben. Abbildung 6 zeigt ein Schema des Testsystems. Wärmepumpe, PV-Anlage und Batteriespeicher sind real vorhanden. Ein detailliertes elektrisches Lastprofil sowie reale meteorologische Messdaten und Prognosen werden verwendet. Das Gebäude wurde mittels Carnot-Blockset Modell simuliert und in vereinfachter Form mit entsprechendem Parameterfitting im Algorithmus integriert.

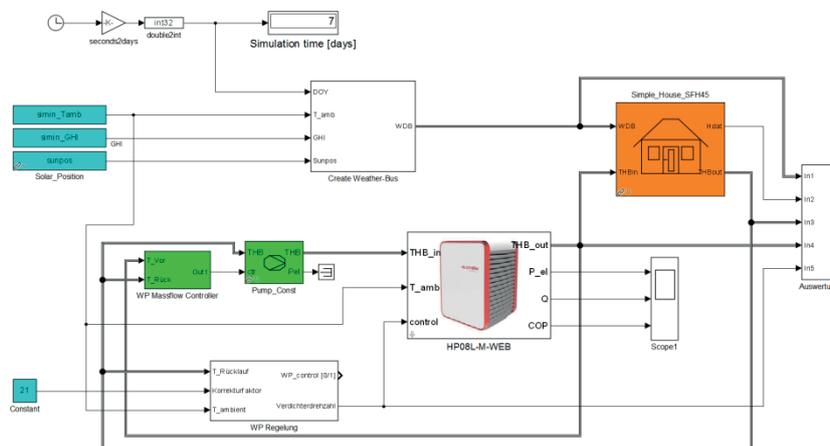
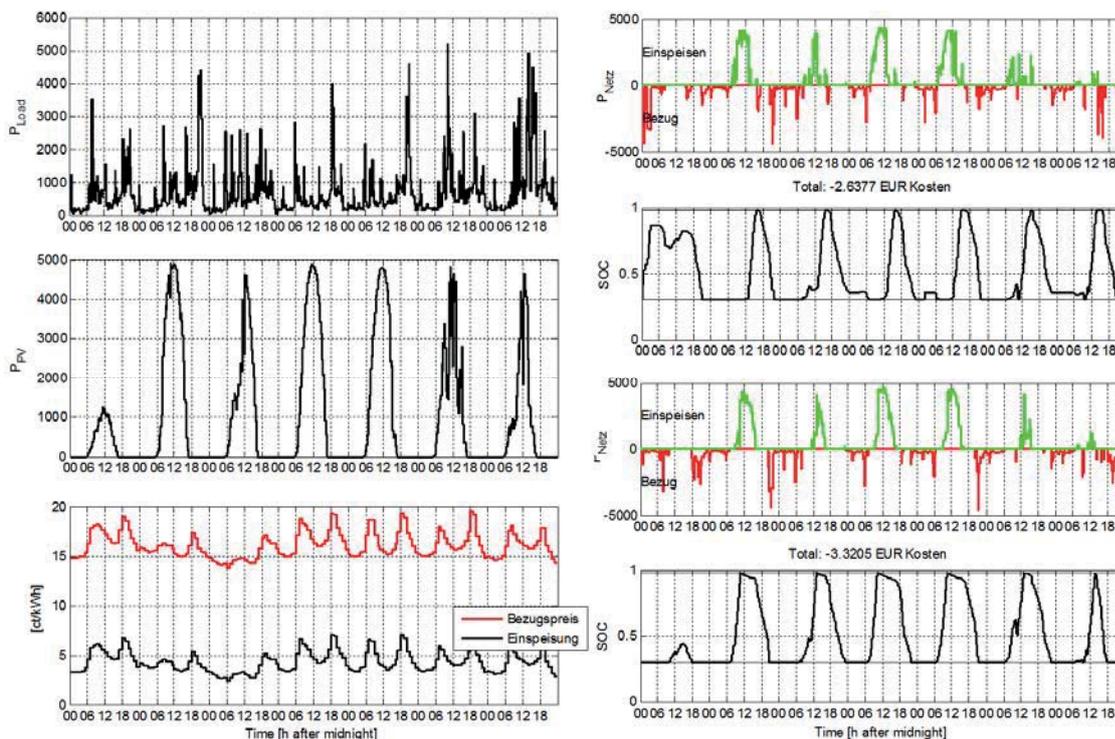


Abbildung 6: HIL-Umgebung.

Um die unterschiedlichen Energiemanagementansätze und die Effizienz des entwickelten Optimierers zu untersuchen, wurden für alle Fälle die absoluten Energiekosten ermittelt und im Fall des HIL-Tests auch die Einhaltung der Raumtemperaturvorgaben überprüft.

### 3 Ergebnisse

In den ersten Simulationen der elektrischen Komponenten zeigten sich Einsparpotentiale mittels Receding Horizon Ansatz um bis zu 5 %, mittels Brute-Force von bis zu 20 %. Insbesondere die Qualität der Prognosen und die Abbildung der Effizienzen der Komponenten hat hierbei besonderen Einfluss. So kann der Einsatz von Persistenzmodellen auch zu zusätzlichen Energiekosten führen. Abbildung 7 zeigt den Vergleich von Eigenverbrauchs- und Receding Horizon Regelung für den Zeitraum von einer Woche. Vor allem am ersten Tag mit geringem Solarertrag zeigt sich am Ladezustand (SOC) die Ladung der Batterie aus dem Netz bei geringen Kosten. Auch wird der Akku oftmals später geladen als im Eigenverbrauchsfall.



**Abbildung 7: Vergleich unterschiedlicher Betriebsstrategien in der Simulation (links: Eingangsdaten, rechts: Ergebnisse mit Receding Horizon Control (oben) und Eigenverbrauchsalgorithmus (unten).**

Durch die Berücksichtigung von Wärmepumpen können auch thermische Speicherkapazitäten effizient genutzt werden, wodurch der Eigennutzungsanteil erhöht und bei entsprechender Planung zusätzlich notwendige Energie kostengünstig vom Netz bezogen werden kann. Es hat sich gezeigt, dass die Regelung der Wärmepumpe stark vom eingestellten Komfortfaktor abhängt. Dieser beschreibt, wie sehr sich die Raumtemperatur an der vorgegebenen Solltemperatur orientieren soll. Sind nur geringe Abweichungen erlaubt, beschränkt dies auch die nutzbare Speicherkapazität.

Den größten Einfluss auf die Effizienz des Algorithmus haben die eingesetzten Prognosen. Bei thermischen Speichern ist dieser aufgrund der Trägheit geringer, besonders elektrische Lasten lassen sich jedoch nicht ausreichend prognostizieren. Durch eine anforderungsspezifische Weiterentwicklung meteorologischer Prognosen konnten deutliche Verbesserungen gegenüber den bisherigen Modellen erreicht werden. Es sind jedoch auch weiter laufende Adaptierungen und Verbesserungen notwendig.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Im vorgestellten Projekt wurde ein Algorithmus entwickelt, welcher für Systeme mit PV-Anlage, Batteriespeicher und regelbaren Wärmepumpen unter der Berücksichtigung des Nutzerkomforts und variabler Stromtarife einen kostenoptimalen Betrieb ermöglicht. Dabei werden Erzeugung und elektrische bzw. thermische Last intern bzw. extern prognostiziert. Der Algorithmus entwickelt laufend auf Basis aktueller Messwerte einen Fahrplan für das Gesamtsystem und übermittelt diesen an die einzelnen Regler der Komponenten. Diese sind als mathematische Modelle abgebildet und werden zu Beginn bzw. auch laufend parametrisiert.

Es konnte gezeigt werden, dass durch den Algorithmus Kosteneinsparungen möglich sind und das Speichersystem effektiver genutzt werden kann. Voraussetzung sind jedoch exakte Prognosen und eine entsprechende Systemkenntnis.

Weiterführende Arbeiten konzentrieren sich auf die Verbesserung von meteorologischen Prognosen sowie die Parametrierung des Gebäudemodells.

## 5 Danksagungen

Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt.

