

Untersuchung von Optimierungsansätzen zur Nutzung von Lastverschiebepotenzialen

Benjamin Haase(*)

Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Deutschland, Tel.: +49 208 8598 -1301, Fax: -1423, benjamin.haase@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht.fraunhofer.de

Kurzfassung: Dieser Beitrag beschreibt erste Ansätze zur Untersuchung der Einflüsse verschiedener Ansätze und Randbedingungen bei der Einsatzoptimierung von dezentralen Energieanlagen bei der Nutzung in einem virtuellen Stromspeicher. Es wird ein Beispiel betrachtet, in welchem Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke, zusätzlich zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden, in einem virtuellen Stromspeicher eingesetzt werden. Es werden zunächst Besonderheiten der Nutzung von Anlagen mit primärer Versorgungsaufgabe und diskontinuierlichem Anlagenbetrieb zum Lastmanagement erläutert. Anschließend wird die Methodik der Untersuchungsansätze erläutert. Schließlich werden beispielhaft erste Ergebnisse gezeigt sowie ein kurzes Fazit gezogen.

Keywords: Lastmanagement, Optimierung, Einsatzplanung, virtuelle Stromspeicher

1 Einleitung

Dezentrale Energieanlagen in Gebäuden bieten große Potenziale zur Integration fluktuierender erneuerbarer Einspeiser. Insbesondere Anlagen zur Wärmeversorgung in Kombination mit der Erzeugung oder dem Verbrauch elektrischer Energie, wie Blockheizkraftwerke (BHKW), Wärmepumpen (WP) oder elektrische Boiler, bieten durch angeschlossene Wärmespeicher nutzbare Potenziale [1]. Auch Batterien, welche vermehrt zur Optimierung des PV-Eigenverbrauchs in Gebäuden installiert werden, können einen zusätzlichen Beitrag leisten. Hierzu ist jedoch eine koordinierte Fahrweise dieser verteilten und heterogenen Anlagen notwendig, wobei jedoch stets gewährleistet sein muss, dass die eigentliche Versorgungsaufgabe der Anlagen erfüllt werden kann. Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine Wohnsiedlung mit dem hier beschriebenen heterogenen Anlagenpool.

Eine rein marktorientierte Fahrweise der Anlagen ist zwar für die Umsetzung kurzfristig am interessantesten, für längerfristige Betrachtungen jedoch nicht geeignet, da das aktuelle Strommarktdesign aufgrund des steigenden Anteils an EE-Strom nicht dauerhaft bestehen bleiben kann [2]. Daher soll im Rahmen der hier vorgestellten Forschungsarbeit ein Einsatzoptimierungssystem entwickelt werden, welches von aktuellen Marktbedingungen losgelöst funktioniert. Als Gütekriterium der Optimierung gilt hier vor allem das nutzbar gemachte Lastverschiebepotenzial des Anlagenpools.

Die koordinierte Fahrweise der Anlagen, wie sie hier betrachtet wird, soll Lastverschiebepotenziale auf Niederspannungsebene als virtuellen Stromspeicher für übergeordnete Ebenen verfügbar machen. Wird also eine Leistungsänderung für den

virtuellen Gesamtspeicher angefordert, so muss diese durch die Einsatzplanung auf die teilnehmenden Einzelanlagen aufgeteilt werden.

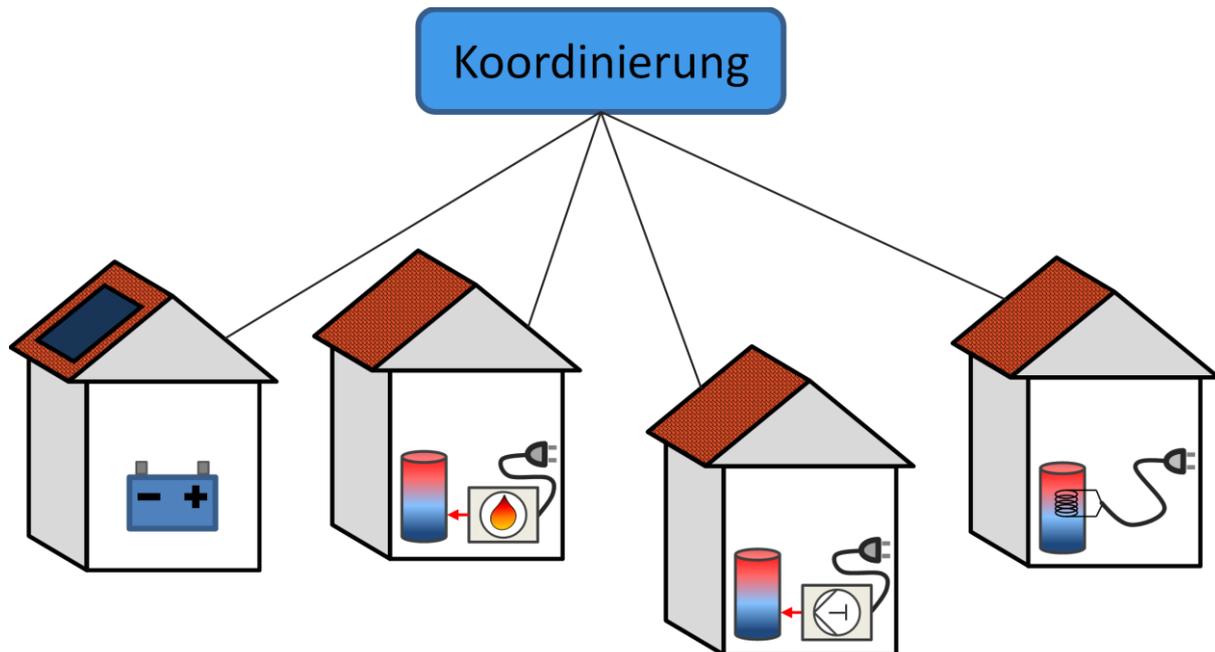


Abbildung 1: Beispielhafte Wohnsiedlung mit heterogenem Anlagenpool (v.l.n.r.: Batterie, BHKW, Wärmepumpe und elektrischer Boiler)

Ziel des Forschungsprojektes ist es, den Einfluss verschiedener technisch optimierter Einsatzplanungsansätze auf die Nutzbarkeit vernetzter dezentraler Energieanlagen zu untersuchen. Hierbei sollen insbesondere die Auswirkungen auf das nutzbare Lastverschiebepotenzial und auf die Änderung des Anlagenbetriebs bei Verwendung als virtueller Stromspeicher im Fokus stehen. Im Rahmen dieses Beitrags werden hier beispielhaft Untersuchungen zur Dezentralisierung von Informationen und zur Änderung der Takthäufigkeit der Anlagen vorgestellt.

2 Grundlegende Problemstellungen

Im folgenden Abschnitt werden einige grundlegende Problemstellungen beim Last- und Erzeugungsmanagement der beschriebenen dezentralen Energieanlagen erläutert. Zunächst wird erklärt, wie Lastverschiebung im Rahmen dieser Arbeit definiert wird. Weiterhin sollen die Schwierigkeiten in der Einsatzplanung und der Potenzialbestimmung solcher Flexibilitäten erläutert werden. Schließlich wird beispielhaft für die Änderung des Anlagenbetriebs bei koordinierter Fahrweise auf den Effekt der erhöhten Takthäufigkeit gegenüber dem Standardbetrieb eingegangen.

2.1 Definition von Lastverschiebung

Im Gegensatz zu unterbrechbaren Lasten oder Erzeugern, welche im unkoordinierten Betrieb durchgehend laufen würden, ist die Definition einer Lastverschiebung bei Anlagen mit unstetigen Fahrplänen komplex. Im Rahmen dieser Arbeit wird Lastverschiebung stets als die Änderung der Leistung einer Anlage oder eines Anlagenpools in einem Zeitpunkt gegenüber der Fahrweise ohne eine übergeordnete Koordination zu diesem Zeitpunkt

verstanden. Es ist daher stets eine Prognose über diesen unbeeinflussten Fahrplan notwendig, welcher dann wie eine Nulllinie als Grundlage angenommen wird, um welche sich Leistungsänderungen in positive wie in negative Richtung ergeben. Die Grundannahme eines gegebenen unbeeinflussten Anlagenfahrplans beruht darauf, dass alle Anlagen innerhalb des koordinierten Anlagenpools eine primäre Versorgungsaufgabe haben und nur zweitrangig für die übergeordnete Koordination zur Verfügung stehen. Abbildung 2 zeigt im oberen Teil den koordinierten Anlagenbetrieb gegenüber dem unbeeinflussten Betrieb mit Zweipunktregelung und im unteren Teil die daraus resultierenden Leistungsänderungen.

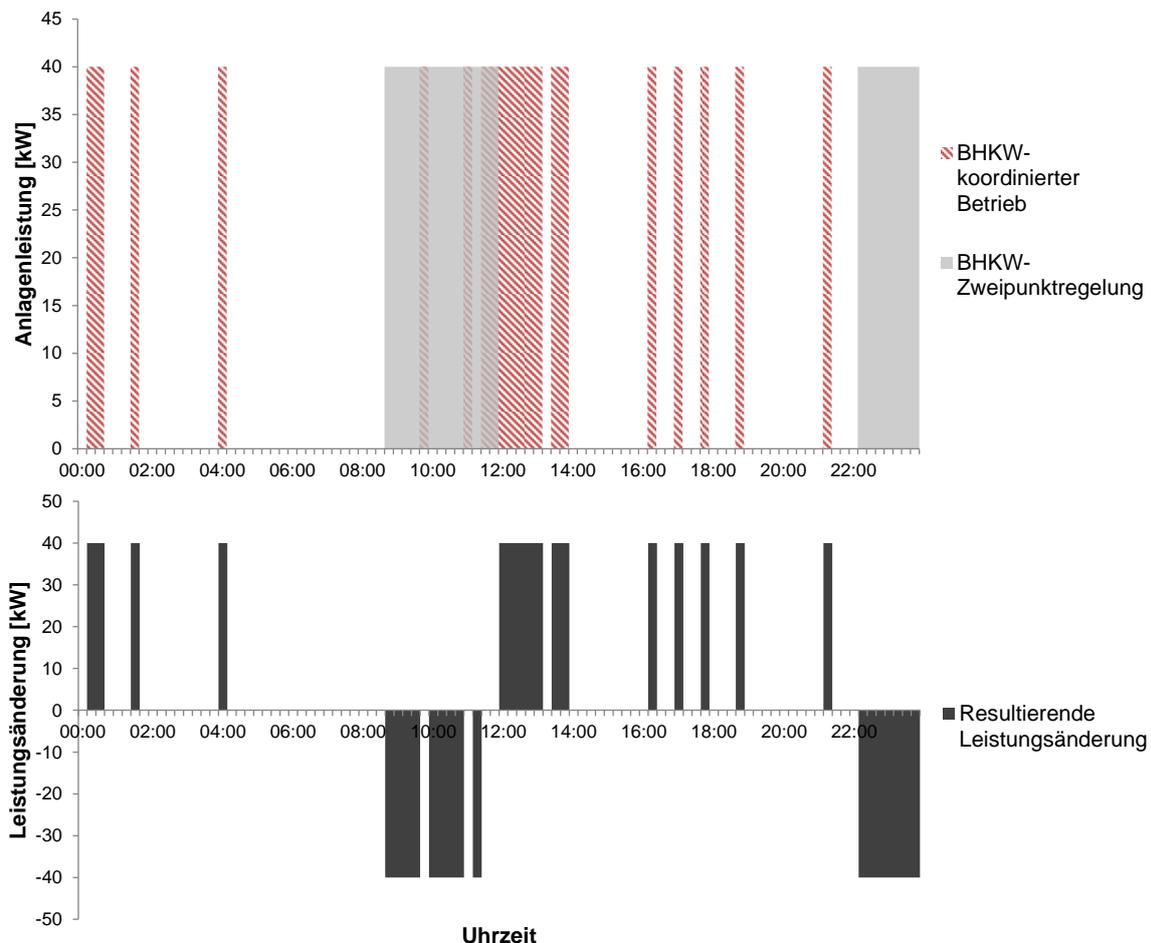


Abbildung 2: Resultierende Leistungsänderung aus der Abweichung vom unbeeinflussten Betrieb

Durch die reine Betrachtung der Leistungsänderungen lassen sich alle verschiebbaren Lasten und Erzeuger wie elektrische Speicher betrachten, deren Leistungen jedoch aufgrund systemischer Randbedingungen nur eingeschränkt verfügbar sind.

2.2 Dynamische Untersuchung von Flexibilitäten

Unter Berücksichtigung der oben erstellten Definition der Speicherleistung kann etwa eine Wärmepumpe nur dann eine negative Ausgleichsleistung anbieten, wenn zu dem entsprechenden Zeitpunkt im unkoordinierten Betrieb ein Stillstand der Anlage vorgesehen wäre. Liefert die Anlage dann negative Ausgleichsleistung, bezieht sie also Strom aus dem Netz, so füllt sich der Wärmespeicher und der Vorgang kann analog zum Beladen einer Batterie gesehen werden. Im Gegensatz zur Batterie unterliegt die Wärmepumpe hier jedoch

einer Einschränkung in der Speicherdauer. Wenn nämlich der unbeeinflusste Anlagenfahrplan zu einem späteren Zeitpunkt den Betrieb der Anlage zum Befüllen des Speichers vorgesehen hat, der Speicher jedoch durch die zuvor erbrachte negative Ausgleichsleistung bereits gefüllt ist, so kann die Anlage nicht betrieben werden und es findet eine positive Leistungsänderung gegenüber dem unbeeinflussten Fahrplan statt. Die Zeitpunkte, zu denen eine positive oder negative Leistung abgerufen werden kann, sind also im Gegensatz zu einer Batterie nicht uneingeschränkt frei wählbar.

Zusätzlich zu der Variation der zur Verfügung stehenden Leistung variiert auch die verfügbare Kapazität über die Zeit unabhängig von erbrachten Speicherleistungen, aber beeinflusst durch die primäre Versorgungsaufgabe. Dies lässt sich wieder am Beispiel einer Wärmepumpe zeigen: Ist die Wärmepumpe nach dem Beladen des Wärmespeichers ausgeschaltet, so steht theoretisch wieder eine negative Ausgleichsleistung zur Verfügung, da die Wärmepumpe wieder eingeschaltet werden könnte, um den Speicher weiter zu beladen. Kurz nach der Abschaltung steht der verfügbaren Leistung jedoch nur eine geringe Kapazität zur Verfügung, da der Speicher bereits nach kurzer Ladedauer seine Füllstandsgrenze erreichen würde. Diese Speicherkapazität steigt jedoch mit fortschreitender Entladung des Speichers durch die primäre Versorgungsaufgabe. In Abbildung 3 ist diese zeitliche Variation der zur Verfügung stehenden Speicherleistung und Kapazität durch den normalen Betrieb mit Zweipunktregelung beispielhaft dargestellt.

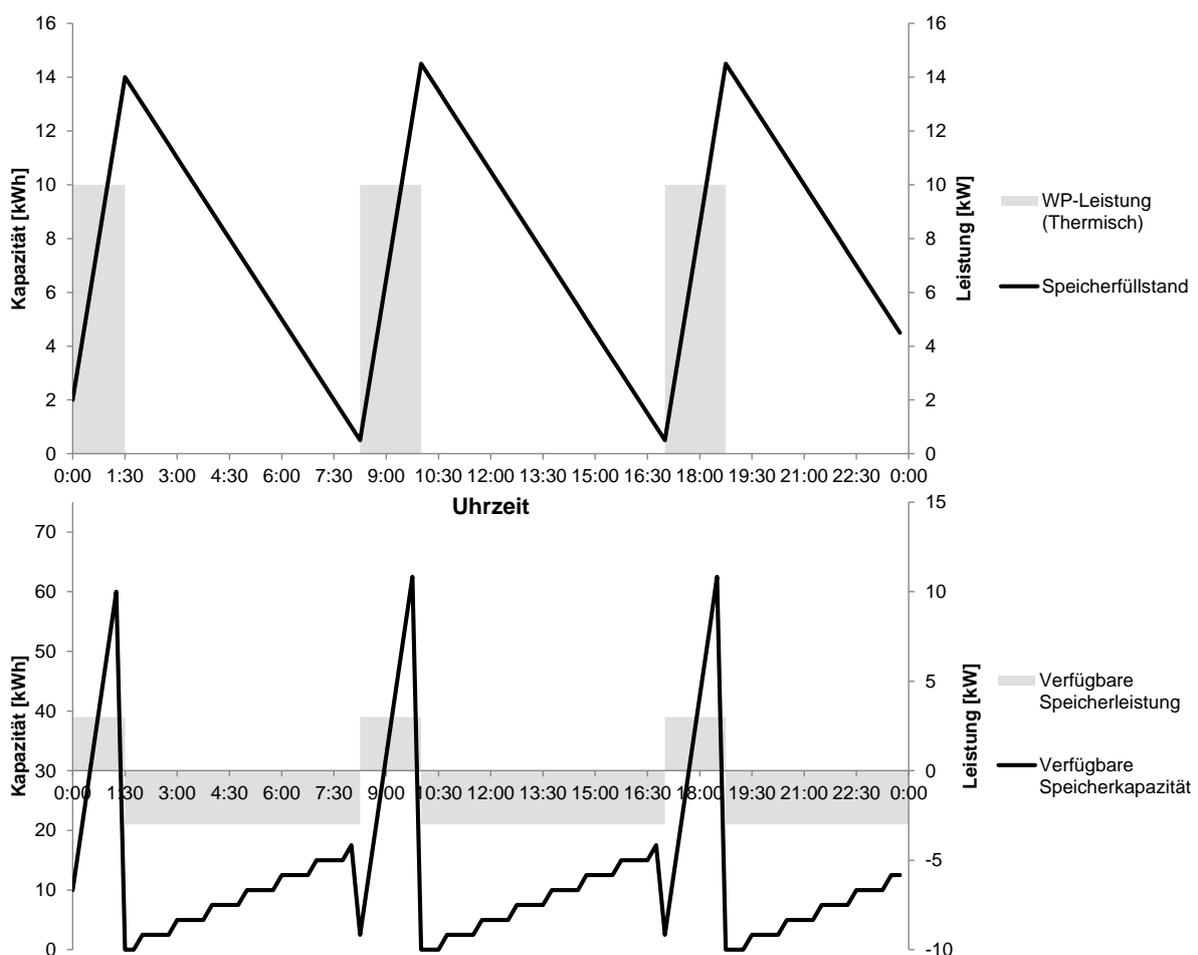


Abbildung 3: Variation der verfügbaren Speicherleistung und Kapazität

Wenn schließlich die Kapazität bei entladener Speicher ihr Maximum erreicht, beginnt auch wieder der Anlagenbetrieb nach unbeeinflusstem Fahrplan und die Möglichkeit zur Bereitstellung einer negativen Ausgleichsleistung existiert nicht mehr. Durch diese ständige Variation der verfügbaren Leistung und Kapazität werden zum einen die Einsatzplanung solcher virtuellen Speicher und zum anderen die Potenzialermittlung deutlich komplexer.

2.3 Dezentralität von Informationen

Soll eine vom virtuellen Stromspeicher insgesamt zu erbringende Leistungsänderung auf einzelne Anlagen aufgeteilt werden, so kann ein virtuelles Kraftwerk mit absoluter Kenntnis über und direktem Zugriff auf die Einzelanlagen als Referenz für die optimale Aufteilung dienen. Solche Systeme gehören bereits heute zum Stand der Technik [3]. Da diese direkte Art der Steuerung jedoch durch den Verbraucher nicht unbedingt gewollt ist und die zentrale Datenverarbeitung und Optimierung bei steigender Anlagenzahl sehr aufwendig wird, werden hier andere Lösungen angestrebt. Eine dezentrale Optimierung kann jedoch aufgrund unvollständiger Informationen nicht mehr das globale Optimum erreichen.

In der hier vorgestellten Arbeit wird ein erster Ansatz zur Untersuchung darüber gezeigt, wie sehr sich die optimierte Einsatzplanung bei steigender Dezentralität von Informationen verschlechtert, d.h. welche Einbußen in Kauf genommen werden, um die Autonomie der hausinternen Anlagen zu erhalten und den Datenschutz zu gewährleisten. Dabei soll die Optimierung der Einsatzplanung im Spannungsfeld zwischen globalem Optimum und dezentraler Kontrolle der Anlagen untersucht werden. Insbesondere die bereits beschriebene zeitliche Variation der zur Verfügung stehenden Leistung und Kapazität erschwert eine Einsatzplanung unter der Voraussetzung unvollständiger Informationen. Der hier untersuchte Ansatz basiert auf der Annahme, dass von den am virtuellen Stromspeicher teilnehmenden Anlagen lediglich die auf dem prognostizierten, unbeeinflussten Anlagenfahrplan basierenden Flexibilitäten angeboten werden. Diese können dann von der zentralen Koordinierung abgerufen werden. Da jedoch keine Informationen über den tatsächlichen Verbrauchslastgang oder den aktuellen Speicherfüllstand zentral verfügbar sind, kann es vorkommen, dass angebotene Flexibilitäten nicht geliefert werden können, beispielsweise weil zu einem vorhergehenden Zeitpunkt bereits eine Flexibilität abgerufen wurde. Die Einsatzplanung mit ungesicherten Flexibilitäten führt somit zu einer negativen Abweichung von dem mit vollständiger Kenntnis erreichbaren globalen Optimum.

2.4 Takthäufigkeit

Das Takten von Anlagen, also hier im Speziellen das Ein- und Ausschalten von Wärmepumpen und BHKWs, wirkt sich negativ auf ihre Lebensdauer aus. Darüber hinaus steigen auch die Wartungskosten aufgrund des erhöhten Verschleißes bei hohen Taktraten. Im normalen Betrieb werden Anlagen daher so gefahren, dass sie möglichst selten takten. So dienen auch mit diesen Anlagen gekoppelte Wärmespeicher bisher wesentlich dazu, die Takthäufigkeit zu reduzieren. Wenn diese Anlagen nun eine Sekundäraufgabe, also die Teilnahme an einem virtuellen Stromspeicher aufnehmen, so ändert sich auch ihr Betriebsverhalten. Dies geht üblicherweise mit einer Erhöhung der Takthäufigkeit einher [4]. Wird diese Takthäufigkeit begrenzt, oder eine Reduzierung der Takthäufigkeit als Kriterium in der Einsatzoptimierung mit aufgenommen, reduziert sich die Flexibilität der entsprechenden

Anlage und somit auch der Beitrag, welchen sie im virtuellen Stromspeicher leisten kann. Im Folgenden wird ein erster Untersuchungsansatz zur Korrelation zwischen Reduzierung der Takthäufigkeit und Reduzierung des nutzbaren Lastverschiebepotenzials in einem virtuellen Stromspeicher vorgestellt.

3 Methodik

Zur Untersuchung der Effekte verschiedener Randbedingungen bei der Einsatzoptimierung auf das nutzbare Lastverschiebepotenzial werden Simulationsrechnungen anhand eines Modellszenarios durchgeführt. Hierzu wird der Betrieb aller Anlagen im Szenario zunächst im Standardbetrieb, also unter Annahme einer einfachen Zweipunktregelung simuliert. Anschließend werden für den gleichen Zeitraum Änderungen von diesem Standardbetrieb im Modell angefordert und es wird untersucht, wie gut der virtuelle Speicher in seiner Gesamtheit diese Anforderungen erfüllen kann. Simuliert wird ein Zeitraum von einer Woche, die zeitliche Auflösung beträgt in allen Rechnungen eine Viertelstunde.

Es wird zunächst eine Variante, bei der die übergeordnete Einsatzplanung lediglich Kenntnis über die angebotenen Flexibilitäten der Anlagen hat, mit einer Variante, bei der die Einsatzplanung vollständige Kenntnis über Bedarfslastgänge und Speicherfüllstände hat, verglichen. Hierdurch soll die Auswirkung fehlender Information auf die tatsächlich erbrachte Leistungsänderung aufgezeigt werden.

In einer weiteren Untersuchung wird für die Variante mit vollständiger Kenntnis die Anzahl der erlaubten Taktvorgänge reduziert. Dadurch wird die Flexibilität der Anlagen reduziert und die Auswirkung auf die erbringbare Leistungsänderung kann aufgezeigt werden. Hierbei wird zunächst die Takthäufigkeit im Standardbetrieb mit der Takthäufigkeit im unlimitierten koordinierten Betrieb verglichen. Anschließend wird die Takthäufigkeit im koordinierten Betrieb limitiert und das Ergebnis mit dem koordinierten Betrieb ohne Limitierung verglichen.

3.1 Szenario

Das hier betrachtete Szenario teilt sich in folgende zwei Teile auf: (1) die am simulierten virtuellen Speicher beteiligten Anlagen und deren primäre Versorgungsaufgabe und (2) die zugrunde gelegte Speicheraufgabe. Beide Teile dienen hier nur beispielhaft dazu, die Methodik und die zu untersuchenden Effekte darzustellen und sollen nicht als Grundlage für quantitative Aussagen dienen.

3.1.1 Elemente des virtuellen Speichers

Im hier betrachteten Szenario wird ein fiktives Wohngebiet mit einer gewachsenen Struktur, welches sowohl Einfamilienhäuser (EFH) als auch Mehrfamilienhäuser (MFH) beinhaltet, betrachtet. Alle betrachteten Gebäude befinden sich netzseitig innerhalb desselben Ortsnetzes, so dass am entsprechenden Ortsnetztransformator die aggregierten Leistungsänderungen aller am virtuellen Stromspeicher teilnehmenden Anlagen auftreten und somit an einem Punkt den höheren Netzebenen zur Verfügung gestellt werden können. Eine Berücksichtigung von Netzrestriktionen soll nicht erfolgen.

Alle betrachteten Anlagen haben ihre Primäraufgabe in der Versorgung von Wohngebäuden mit Heizwärme bzw. Trinkwarmwasser (TWW). Die entsprechenden Bedarfslastgänge sind

nach VDI 4655 erstellt. Während die betrachteten BHKWs die gesamte Wärmeversorgung in den betrachteten Haushalten übernehmen, wird aufgrund des erreichbaren Temperaturniveaus für die Wärmepumpen nur der Heizwärmebedarf zugrunde gelegt. Alle teilnehmenden Anlagen sind mit einem Wärmespeicher ausgerüstet, um eine Entkopplung von Verbrauch und Produktion zu ermöglichen. Die Regelbarkeit der Anlagen wird hier als diskret angenommen, d.h. es existieren nur die Zustände ausgeschaltet und eingeschaltet mit Nennleistung. In Tabelle 1 sind alle im virtuellen Speicher aggregierten Anlagen und ihre Versorgungsaufgaben aufgelistet. Einige Gebäudearten und Versorgungsanlagen treten hierbei mehrfach auf. Sie unterscheiden sich in diesem Fall durch abweichende Füllstände des Wärmespeichers zu Beginn des betrachteten Zeitraums.

Anlage	Anzahl	P_{el}	P_{therm}	Kapazität _{th}	Gebäude	Heizenergie	TWW
BHKW	1	20 kW	50 kW	150 kWh	MFH	100 MWh/a	12 MWh/a
BHKW	4	10 kW	30 kW	75 kWh	MFH	50 MWh/a	6 MWh/a
BHKW	2	5 kW	12 kW	30 kWh	EFH	15 MWh/a	2 MWh/a
WP	3	-4 kW	12 kW	25 kWh	EFH	15 MWh/a	-
WP	2	-3 kW	9 kW	20 kWh	EFH	12 MWh/a	-

Tabelle 1: Elemente des betrachteten virtuellen Speichers

3.1.2 Speicheraufgabe

Als Speicheraufgabe wird hier der regionale Energieausgleichsbedarf betrachtet. Hierzu wurden Daten aus dem Projekt „Bedarfsanalyse Energiespeicher“ genutzt [5]. In dieser Studie wird Deutschland in 146 Regionen unterteilt und der regionale Energieausgleichsbedarf für verschiedene Szenarien simulativ prognostiziert. Betrachtet wird hier beispielhaft der Energieausgleichsbedarf in der Region Karlsruhe für den Zeitraum der Woche vom 21. bis 27. März 2030 ohne stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. In Abbildung 4 ist der hieraus resultierende Speicherlastgang dargestellt.

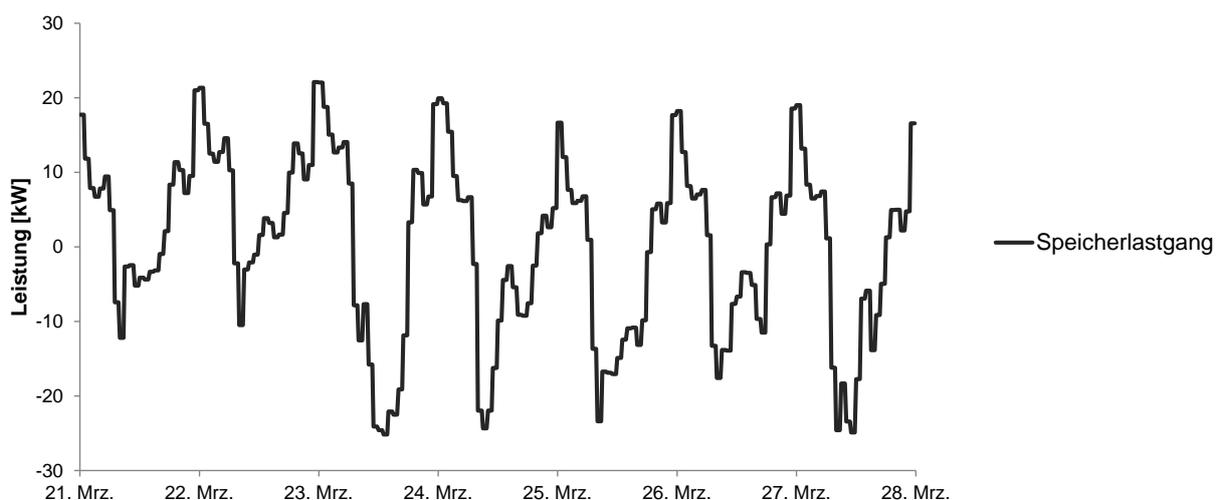


Abbildung 4: Speicherlastgang im betrachteten Zeitraum

Da ein einzelnes Ortsnetz den Energieausgleichsbedarf einer Region nicht decken kann, soll hier nur ein anteiliger Beitrag geleistet werden. Der zugrunde gelegte Verlauf des

Energieausgleichsbedarfs ist mit dem Faktor 1 zu 3000 qualitativ auf das gewählte Szenario und damit auf die zur Verfügung stehenden Anlagenleistungen angepasst.

3.2 Modell

Der zentrale Bestandteil des entwickelten Modells ist die optimierte Aufteilung der Speicheranforderung auf die einzelnen Anlagen. Hierzu wird eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung verwendet. Optimierungsziel in den hier betrachteten Untersuchungen ist die Minimierung der Abweichung der erbrachten Leistungsänderungen von den angeforderten Leistungsänderungen. Für die hier gemachten Untersuchungen teilt sich das Modell darüber hinaus in zwei Varianten.

Die erste Variante dient zur Untersuchung einer Einsatzoptimierung mit starker Reduzierung der verfügbaren Informationen. Im angenommenen Szenario bieten die teilnehmenden Anlagen der Einsatzplanung Flexibilitäten für einzelne Zeitschritte an und liefern diese bei einer Anforderung, falls die primäre Versorgungsaufgabe dies dann noch zulässt. Alle Planungen werden mit einem „rolling horizon“ für 24 Stunden im Voraus durchgeführt und viertelstündlich aktualisiert. Das Zusammenspiel zwischen Einsatzoptimierung und Anlagenbetrieb wird hier durch eine Kopplung von GAMS und Excel umgesetzt, wobei die in VBA abgebildeten Anlagen ähnlich einem realen Energiemanagementsystem mit der Einsatzoptimierung kommunizieren.

Die zweite Variante kommt ohne die sich wiederholende Kommunikation zu den simulierten Anlagen in jedem Zeitschritt aus. Dies wird durch die Annahme möglich, dass die Anlagen alle Informationen über Speicherfüllstand und Verbrauch für die Einsatzplanung zur Verfügung stellen. Hierdurch ist von vorneherein sichergestellt, dass die durch die Einsatzplanung angeforderten Leistungsänderungen nicht mit der primären Versorgungsaufgabe kollidieren. Der „rolling horizon“ erstreckt sich hier über 2 Tage und die Einsatzoptimierung wird alle 24 Stunden aktualisiert. Innerhalb dieses Modells wird auch eine Begrenzung der Takthäufigkeit pro Anlage als Nebenbedingung eingeführt, um die Auswirkung auf die Abweichungen von der geforderten Leistungsänderung zu untersuchen.

4 Erste Ergebnisse

Abschließende Ergebnisse können hier noch nicht präsentiert werden, es werden jedoch erste Tendenzen aus den bisherigen Untersuchungen aufgezeigt.

4.1 Dezentralisierung von Informationen

Die hier untersuchte extreme Variante einer Optimierung unter starker Reduktion der verfügbaren Informationen, führt wie erwartet zu einer mangelhaften Lieferung der gewünschten Leistungsänderungen. Erste Ergebnisse deuten hier sogar darauf hin, dass die tatsächlich gelieferten Leistungsänderungen ein schlechteres Ergebnis liefern als der unbeeinflusste Fahrplan. Das heißt, die Summe der Abweichungen der gelieferten Leistungsänderungen von den geforderten Leistungsänderungen ist größer als die Summe der zu erbringenden Abweichungen an sich. In Abbildung 6 sind die erbrachten Leistungsänderungen dieser Variante (V1), wie sie in Abschnitt 2.1 definiert sind, im Vergleich zum Lastgang der Speicheraufgabe aufgetragen.

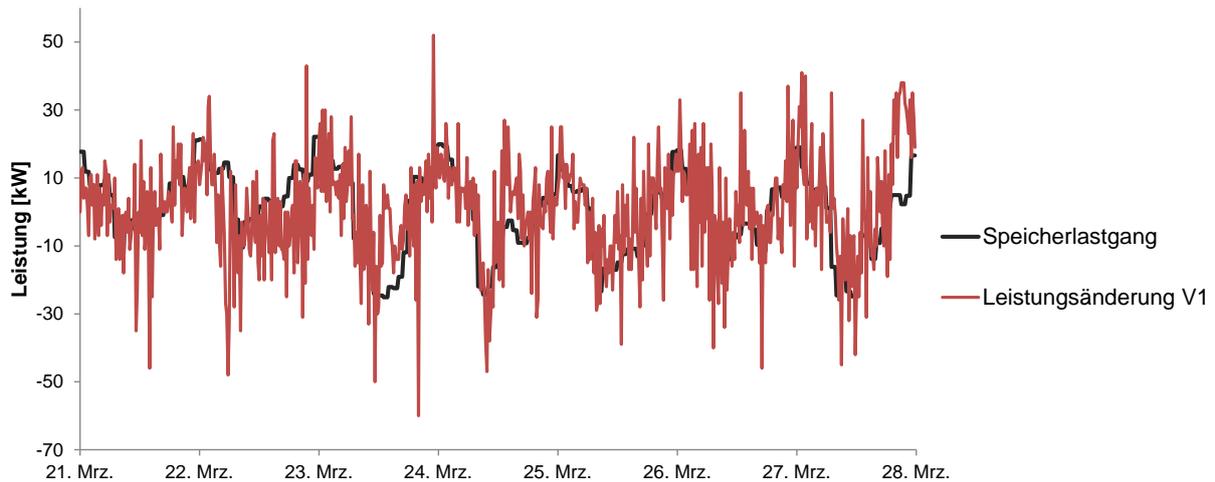


Abbildung 5: Erbrachte Leistungsänderungen der Variante (V1) im Vergleich zur Speicheraufgabe.

Mögliche Erklärungen hierfür können zum einen die fehlenden Informationen in der Einsatzplanung sein, welche zu nicht durchführbaren Leistungsänderungsanforderungen auf Anlagenebene führen, zum anderen der hier umgesetzte „rolling horizon“, bei dem jeweils für einen ganzen Tag optimiert wird, dann jedoch nur der nächste Zeitschritt gesichert wird und anschließend neu für die nächsten 24 Stunden optimiert wird. Bei dieser Optimierung ist es immer möglich, dass eine schlechte Annäherung an den Zielwert im ersten Zeitschritt in Kauf genommen wird, um in der Summe der folgenden Zeitschritte eine bessere Annäherung zu erreichen. In der hier umgesetzten Variante kann es dann dazu kommen, dass der erste Zeitschritt mit seiner schlechten Annäherung umgesetzt wird, während die Leistungsänderungsanforderungen in folgenden Zeitschritten aufgrund der fehlenden Informationen über Speicherfüllstand und Verbrauchslastgang nicht umgesetzt werden können. Dies sind allerdings nur vorläufige Ergebnisse und Interpretationen für eine extreme Variante, welche noch weiterer Untersuchungen bedürfen.

Die Einsatzoptimierungsvariante mit vollständigen Informationen zeigt wie erwartet deutlich bessere Ergebnisse. Die Summe der Abweichungen der gelieferten Leistungsänderungen von den geforderten Leistungsänderungen beträgt hier nur noch etwa 45 % des Wertes, welcher sich in der ersten Variante ergeben hat. Die weiterhin bestehenden Abweichungen sind wahrscheinlich wesentlich durch drei Faktoren zu erklären. Erstens sind die Anlagen durch ihre Primäraufgabe und ein begrenztes Volumen der Wärmespeicher nicht mit ihrem vollen statischen Potenzial nutzbar, zweitens sind durch die angenommene, diskrete Regelbarkeit der Anlagen grundsätzlich nicht alle Leistungswerte erreichbar, während die Speicheranforderung kontinuierliche Werte enthält, und drittens ermöglicht der „rolling horizon“ keine perfekte Voraussicht. In Abbildung 6 sind die erbrachten Leistungsänderungen dieser Variante (V2) im Vergleich zum Lastgang der Speicheraufgabe aufgetragen. Zu erkennen ist auch hier eine deutliche Verbesserung der Annäherung an den Ziellastgang gegenüber Variante 1.

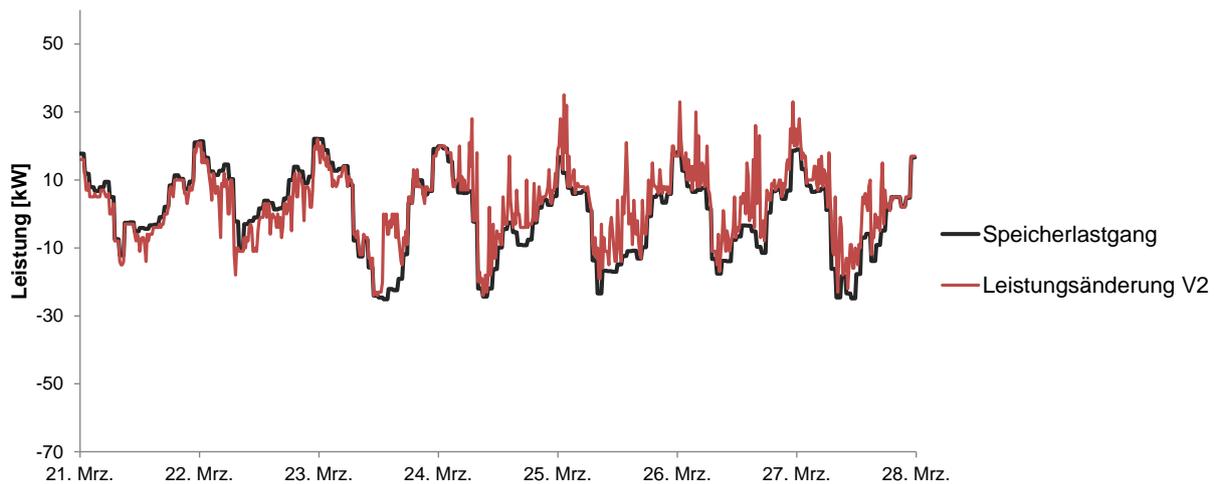


Abbildung 6: Erbrachte Leistungsänderungen der Variante (V2) im Vergleich zur Speicheraufgabe.

4.2 Reduktion von Takthäufigkeiten

In den bisherigen Simulationen konnte sowohl für die Variante mit vollständigen Informationen als auch für die Variante mit reduzierten Informationen in der Einsatzplanung, eine deutliche Steigerung der Anzahl an Anfahrvorgängen gegenüber dem Standardbetrieb aufgezeigt werden. So ergab sich eine Erhöhung der durchschnittlichen Anzahl an Anfahrvorgängen pro Tag und Anlage von 2,25 im unbeeinflussten Betrieb mit Zweipunktregelung zu 17,35 in der koordinierten Variante mit reduzierten Informationen und 12,78 in der Variante mit vollständigen Informationen. Eine erste Simulation mit begrenzter Takthäufigkeit zeigt wiederum größere Abweichungen der gelieferten Leistungsänderungen von den geforderten Leistungsänderungen. Hierbei wurde die Takthäufigkeit für Variante 2 auf maximal 8 Anfahrvorgänge pro Tag und Anlage reduziert und es ergab sich eine durchschnittliche Anzahl an Anfahrvorgängen pro Tag und Anlage von 7,83. Die Summe der Abweichungen der gelieferten Leistungsänderungen von den geforderten Leistungsänderungen ist hier ca. 10 % höher als ohne die Begrenzung der Taktrate. In Abbildung 7 sind die erbrachten Leistungsänderungen mit begrenzter Taktrate im Vergleich zum Lastgang der Speicheraufgabe aufgetragen.

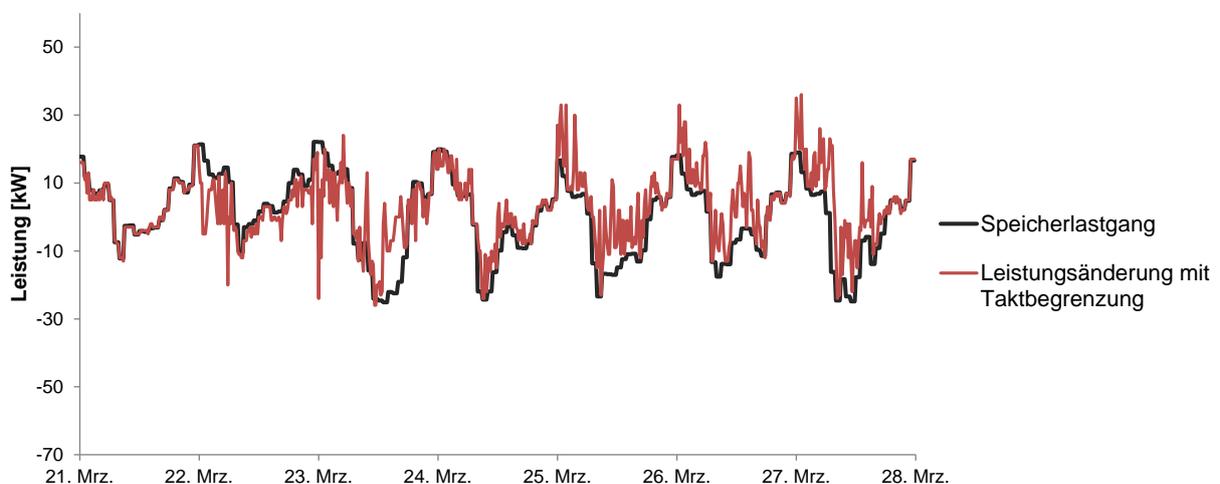


Abbildung 7: Erbrachte Leistungsänderungen bei begrenzter Taktrate im Vergleich zur Speicheraufgabe.

5 Fazit

Die Definition der Lastverschiebung von Energieanlagen mit einer primären Versorgungsaufgabe, welche einen inkonstanten Betrieb verursacht, ist nicht so klar, wie bei Anlagen, welche im normalen Betrieb durchgehend mit derselben Leistung gefahren werden. Außerdem ist für diese Anlagen aufgrund der zeitlichen Variation von verfügbarer Leistung und Kapazität sowohl die Potenzialbestimmung als auch die Einsatzplanung sehr komplex.

Die ersten vorläufigen Ergebnisse ermöglichen zwar noch keinerlei quantitative Aussagen, zeigen jedoch, dass die vorgestellten Untersuchungsansätze eine Möglichkeit bieten, die Auswirkung verschiedener Optimierungsansätze und Randbedingungen auf das nutzbare Lastverschiebepotenzial dezentraler Energieanlagen zu untersuchen. Es konnten die zu erwartenden Tendenzen aufgezeigt werden, dass das nutzbare Lastverschiebepotenzial von dezentralen Energieanlagen in einem virtuellen Stromspeicher durch eine Reduzierung der verfügbaren Informationen in der Einsatzoptimierung oder durch eine Limitierung der Anfahrvorgänge pro Tag verringert wird.

Im weiteren Verlauf der hier vorgestellten Forschung sollen diese Untersuchungen ausgeweitet werden, um schließlich auch qualitative Aussagen erzielen zu können. Hierbei sollen zum einen mehrere Zwischenstufen in der Reduktion der zentral verfügbaren Informationen, inklusive verschiedener Möglichkeiten diese fehlenden Informationen zu kompensieren, untersucht werden. Zum anderen werden noch weitere Randbedingungen über die Reduktion von Takthäufigkeiten hinaus genauer miteinbezogen.

6 Literatur

- [1] Nabe, C.; Hasche, B.; Offermann, M.; Papaefthymiou, G.; Seefeldt, F.; Thämling, N.; Dziomba, H.: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien 2011.
- [2] Ehlers, N.: Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung, Dissertation, Als Ms. gedr. Berlin 2011.
- [3] Buchholz, B.; Styczynski, Z. (Hrsg.): Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Frankfurt am Main 2008.
- [4] Dirk Vanhoudt: Lab test results of an active controlled heat pump with thermal energy storage for optimal integration of renewable energy. Berlin 2012.
- [5] Beier, C.; Bretschneider, P.: Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien. Oberhausen/Ilmenau 2013.