

# Untersuchungen zu hybriden Speichermodellen in Niederspannungsverteilnetzen mit hohem Anteil an Photovoltaikanlagen

Martin Lödl(\*)<sup>1</sup>, Rolf Witzmann<sup>1</sup>, Michael Metzger<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze  
Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland  
+49.89.289.22005, martin.loedl@mytum.de, www.een.ei.tum.de

<sup>2</sup>Siemens AG, Corporate Research and Technologies  
Otto-Hahn-Ring 6, 81739 München, Deutschland  
+49.89.636.49720, michael.metzger@siemens.com, www.siemens.com

**Kurzfassung:** Durch den zunehmenden Anteil dezentraler und fluktuierender Erzeugung gelangen Verteilnetze immer häufiger an ihre Belastungsgrenzen. Anstelle eines kostenintensiven Netzausbaus können elektrische Energiespeicher künftig eine Alternative sein, einen stabilen Netzbetrieb zu garantieren. Durch die Kombination aus mind. zwei verschiedenen Technologien können sog. hybride Speichersysteme eine Lösung darstellen, die Vorteile mehrerer Speicherarten zu kombinieren und gleichzeitig die Schwächen (insbesondere die Alterung) zu minimieren.

**Keywords:** Niederspannung, Verteilnetz, Photovoltaik, elektrische Speicher, hybride Speichersysteme, Alterungsverhalten

## 1 Einleitung

In Deutschland wird eine kontroverse Debatte über die Energieversorgung der Zukunft geführt. Die energiepolitische Zielsetzung der Bundesregierung sieht als Ersatz für die abgeschalteten und noch abzuschaltenden Kernkraftwerke neben konventionellen Gas- und Kohlekraftwerken vermehrt die Nutzung von regenerativen Energien vor. Hier spielt neben Wasserkraft, Windkraft und Biomasse auch die Stromgewinnung aus Photovoltaik (PV) eine immer größer werdende Rolle. Nach einem Zubau von bis zu 7,5 GWp pro Jahr waren Ende 2011 ca. 25 GWp an PV-Anlagen am Energieversorgungsnetz in Deutschland installiert [BNA-12]. Die von der Bundesregierung in ihrem Leitszenario veröffentlichten Prognosen, welche unter anderem eine installierte PV-Leistung von 17,9 GW im Jahr 2020 voraussagte, wurden somit bereits 2011 übertroffen. Die Deutsche Energie-Agentur geht daher viel mehr von einer installierten Leistung von 50 GW bis 2020 aus [DEN-10].

PV-Anlagen bringen hierbei jedoch eine angebotsabhängige, teilweise stark fluktuierende Einspeiseleistung mit sich. Im Gegensatz zur Verbraucherlast tritt der Leistungsfluss bei der Einspeisung des Stroms aus Solarenergie in einer Region meist zum gleichen Zeitpunkt auf. So erreichen Leitungen und Transformatoren bei steigender dezentraler Einspeiseleistung zunehmend ihre Belastungsgrenzen und Spannungsgrenzwerte können überschritten werden [LOE-10b].

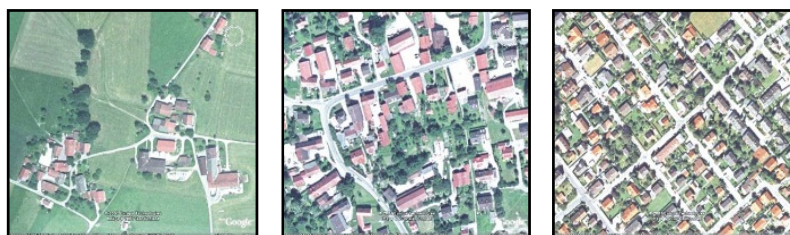
Bislang müssen Verteilnetzbetreiber in diesen Fällen notwendigerweise die Stromnetze kostenintensiv ausbauen und Netzelemente verstärken oder austauschen. Als Alternative dazu könnte in Zukunft die überschüssige Energie auch lokal zwischengespeichert und in einspeiseschwachen / laststarken Zeiten genutzt werden. Um dabei einen stabilen Netzbetrieb zu garantieren, werden die notwendigen Speicherkapazitäten ermittelt, die aus Sicht der Niederspannungs-Verteilnetze zur Einbindung dezentraler Einspeisung aus Photovoltaikanlagen notwendig sind. Durch optimierten Einsatz der Speicher können sowohl die notwendigen Kapazitäten der Speichereinheiten reduziert als auch der aus dem Speicher gedeckte Eigenverbrauch der regenerativen Stromerzeugung maximiert werden.

Abhängig vom Energiedurchsatz und den Randbedingungen im Betrieb kann die nutzbare Kapazität eines Speichers über dessen Lebensdauer jedoch abnehmen. Bereits nach wenigen Betriebsjahren kann die Restkapazität bei weniger als 80 % des Nennwerts liegen.

Der Idee des hybriden Speichersystems liegt zugrunde, dass kaum elektrische Energiespeicher verfügbar sind, die den vielseitigen Anforderungen wie Energiedichte, Leistungsdichte, Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit gerecht werden, um dezentrale und fluktuierende Energieerzeugung rentabel zu speichern. Hier versprechen hybride Speichersysteme eine mögliche Lösung, indem mindestens zwei Speichertechnologien kombiniert werden, mit dem Ziel deren Stärken zu verbinden und die Schwächen möglichst auszugleichen. In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, inwiefern sich eine Kopplung zweier verschiedener Speichertechnologien in Verbindung mit einer hohen Einspeisung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen auf die Belastung des elektrischen Verteilnetzes und die Auslegung sowie Alterung der jeweiligen Energiespeicher auswirkt.

## 2 Niederspannungs-Referenzverteilnetze

Die im Folgenden getroffenen Aussagen wurden anhand typischer Niederspannungsverteilnetze in den Siedlungskategorien Vorstadt, Dorf und ländliches Gebiet mit einem kommerziellen Netzberechnungsprogramm ermittelt. Beispiele für die jeweiligen Siedlungskategorien sind zur Verdeutlichung in Abbildung 1-1 dargestellt. Als Grundlage dienen Referenznetze, die aus der statistischen Netzanalyse in [KER-11] gewonnen wurden. Voruntersuchungen ergaben, dass in den genannten Siedlungskategorien die maximal möglichen Photovoltaik-Anlagenleistungen nicht vollständig in das Niederspannungs-Verteilnetz integriert werden können, ohne vorgegebene Belastungsgrenzen zu überschreiten. In dicht bebauten Städten und Gewerbegebieten steht hingegen einer höheren Lastdichte ein geringes PV-Potential gegenüber. Probleme im Verteilnetz werden dort nicht erwartet.



**Abbildung 2-1:** Beispiele für die Siedlungskategorien Land (links), Dorf (Mitte) und Vorstadt (rechts)  
[Bildquelle: Google Earth]

Die verwendeten typischen Referenznetze wurden so ausgewählt, dass sie ähnliche Eigenschaften wie ca. 50 % der realen Netzkonstellationen in den jeweiligen Siedlungstypen aufweisen.

## 2.1 Photovoltaik-Dachflächenpotentiale

Für Aussagen zur Aufnahmefähigkeit von Niederspannungs-Verteilnetzen wurden in [LOE-10a] die Gebäudegrößen und die zur Stromerzeugung wirtschaftlich nutzbaren Dachflächen verschiedener Regionen betrachtet und typische Anlagenleistungen für die betreffenden Siedlungskategorien abgeleitet (siehe Tabelle 1).

**Tabelle 1:** mittlere Potentiale für PV-Anlagenleistungen je Hausanschluss [LOE-10a]

Siedlungs-Kategorie	Land	Dorf	Vorstadt
Wohngebäude	13,7 kWp	12,5 kWp	8,7 kWp
Landwirtschaften	53,9 kWp	47,3 kWp	-

In ländlichen Gebieten ist durch die dort vorkommenden Landwirtschaften großes Photovoltaik-Potential vorhanden. In Dörfern nehmen die vorhandenen Gebäude zu, allerdings verringern sich sowohl die Zahl der Landwirtschaften als auch die typischen Gebäudegrößen. Im städtischen Bereich sind keine Landwirtschaften vorhanden.

Zur Berücksichtigung der deutlich unterschiedlichen PV-Potentiale von Wohnhäusern und landwirtschaftlichen Anwesen werden diese im Verhältnis des wahrscheinlichen Auftretens anhand der zu erwartenden Leistungen in den Netzen verteilt. Es ergeben sich Mittelwerte der maximal möglichen PV-Einspeiseleistungen je Gebäude, die in Abbildung 2-2 durch weiße Balken dargestellt sind. Potentiale auf Fassaden- und Freiflächen werden im Folgenden nicht einbezogen.

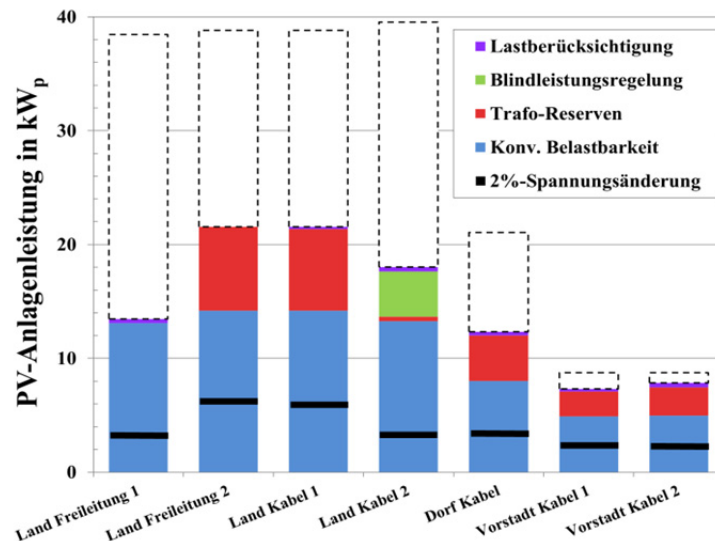
## 2.2 Aufnahmefähigkeit von Niederspannungs-Verteilnetzen

Für die nachfolgenden Berechnungen wurden die Referenz-Verteilnetze bis zum Hausanschluss in einem kommerziellen Lastflussberechnungsprogramm nachgebildet. An jedem Hausanschluss wurde sowohl eine Verbraucherlast als auch eine PV-Anlage angenommen. Das System wurde in verschiedenen Variationen durch dezentrale Energiespeicher erweitert. Die einzelnen Einspeiseleistungen wurden schrittweise erhöht, bis entweder das jeweilige Dachflächenpotential vollständig ausgenutzt oder zulässige Grenzen der Netzaufnahmefähigkeit erreicht wurden:

- **2%-Spannungsänderung:** Die Spannungsanhebung bei Zuschaltung aller dezentralen Einspeiser darf an jedem Netzverknüpfungspunkt maximal 2 %  $U_N$  (in Zukunft 3 %) betragen.
- **Konventionelle Netzbelastbarkeit:** Transformatoren werden bis zu ihrer Bemessungsscheinleistung  $S_{Tr}$  ausgelastet. Kabel und Freileitungen dürfen bis zu ihrem maximalen thermischen Grenzstrom  $I_{th}$  belastet werden. Das Spannungsband am Hausanschluss darf nicht mehr als  $\pm 10$  % von der Netz-Nennspannung  $U_N$  abweichen.

- **Erweiterte Netzbelastbarkeit:** Bei Transformatorbelastungen können thermischen Reserven bis 150 %  $S_{Tr}$  genutzt werden [KER-11]. Wird die Spannungsgrenze von 110 %  $U_N$  erreicht, so wird der  $\cos(\varphi)$  aller Einspeiseanlagen so lange verringert und gleichzeitig die Einspeisung weiter erhöht, bis entweder ein minimaler  $\cos(\varphi) = 0,9$  oder eine zulässige Betriebsmittelbelastbarkeit erreicht wird.

Die Auswertungen der Lastflussberechnungen liefern die mittlere PV-Anlagenleistung, die in das jeweilige Referenznetz integriert werden kann, ohne die genannten Grenzwerte zu überschreiten (Abbildung 2-2).



**Abbildung 2-2:** Vorhandenes PV-Potential und maximale Netzaufnahmefähigkeit für verschiedene Belastungsgrenzen

Da die Referenznetze als Strahlennetze ausgeführt sind, werden der Transformator und der Leitungsabschnitt unmittelbar an der Niederspannungs-Sammelschiene am stärksten belastet. Die höchsten Spannungen treten bei dieser Topologie und einer gleichmäßig verteilten Einspeisung jeweils am letzten Knoten eines Netzstrahles auf.

### 2.2.1 Begrenzung Netzaufnahmefähigkeit durch 2%-Spannungsanhebung

In allen Referenznetzen wird bereits bei sehr geringen Einspeiseleistungen eine Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt größer 2 % erreicht. Je nach Netztopologie können in typischen Landnetzen maximal 9 % bis 16 % der möglichen Photovoltaik-Anlagen in das Niederspannungsnetz integriert werden. In Dörfern liegt das Maximum bei ca. 17 % und im vorstädtischen Bereich bei maximal 27 % (vgl. schwarze Striche in Abbildung 2-2).

### 2.2.2 Konventionelle Netzbelastbarkeit

Kann auf die Anwendung der 2%-Spannungsgrenze verzichtet werden, ist die konventionelle Netzbelastbarkeit relevant, die in Abbildung 2-2 durch blaue Balken gekennzeichnet ist.

In Landnetzen können hierbei ca. 33 % der Dachflächen mit PV-Anlagen bestückt werden. Dieser Wert liegt in den Dorfnetzen bei ca. 38 % und ist bei den Vorstadtnetzen aufgrund der kleineren zur Verfügung stehenden Dachflächen bei ca. 55 %. Als begrenzendes Kriterium tritt am häufigsten die Transformatorbelastbarkeit auf.

Absolut gesehen nehmen die maximal zulässigen Einspeiseleistungen mit zunehmender Anzahl an Hausanschlüssen ab. Der Grund dafür ist die Netzauslegung anhand des Gleichzeitigkeitsgrades, bei dem die angenommene gleichzeitige Spitzenlast je Verbraucher mit der Anzahl der Verbraucher sinkt [KAU-95].

### **2.2.3 Erweiterte Belastbarkeit**

Bis auf das Netz „Land Freileitung 1“ ist in allen Netzen zunächst die konventionelle Transformatorbelastbarkeit limitierend. Durch Berücksichtigung der Transformatorreserven kann die maximale Aufnahmefähigkeit in den meisten Netzen deutlich erhöht werden (roter Balken). Die größte Wirkung wird in den Vorstadtnetzen erreicht, da aufgrund der hohen Verbraucherzahl die Transformatorleistung je Hausanschluss am geringsten bemessen werden kann. Zudem treten aufgrund der dichten Bauweise und der deshalb kurzen Leitungen kaum Spannungsprobleme auf. Die auf das PV-Potential bezogene Aufnahmefähigkeit der typischen Netze wird durch die Ausnutzung der Reserven auf 55 % (Land) bis 90 % (Vorstadt) erhöht. Bei den angenommenen Randbedingungen tritt nur im Netz „Land Kabel 2“ ein Spannungsproblem auf. Wird die Spannung durch den Bezug induktiver Blindleistung reduziert, kann die Aufnahmefähigkeit dort auf 46 % gesteigert werden (grüner Balken). Eine Einstellbarkeit bis  $\cos(\varphi) = 0,9$  ist ausreichend, um die Spannung innerhalb des Spannungsbandes zu halten. Es werden dabei jedoch höhere Blindleistungsbezüge und Netzverluste in Kauf genommen.

## **3 Elektrische Speicher in Niederspannungsverteilnetzen**

Die Auswertungen der Netzaufnahmefähigkeit zeigen, dass die auf Dächern bereitstehenden Potentiale nicht vollständig für Photovoltaik-Anlagen genutzt werden können, ohne zulässige Grenzwerte zu überschreiben. Ist durch steigende dezentrale Einspeisung nicht gewährleistet, dass sich die auftretenden Spannungen innerhalb der zulässigen Toleranzen bewegen oder erreichen Leitungen bzw. Transformatoren ihre maximalen Belastungsgrenzen, muss der Verteilnetzbetreiber die Verteilnetze ausbauen. Anstelle des Ausbaus der Verteilnetze können lokal vorhandene elektrische Energiespeicher in Zukunft die Energie aufnehmen, die zur Überlastung der Verteilnetze führen würde.

### **3.1 Modellierung der Energiespeicher**

Aus Sicht des Netzes verhalten sich Energiespeicher wie Lasten, die je nach Ansteuerung Leistung aufnehmen oder abgeben können. Innerhalb der jeweiligen Elemente werden alle notwendigen Parameter typischer Speicher implementiert. Dabei werden u.a. Ansprechverhalten, Nenn-Leistungen, Nenn-Kapazitäten, Wirkungsgrade und Verluste ausgewertet und so die Lade-/Entladeleistungen vorgegeben. Jede PV-Anlage wird um eine entsprechende Speichereinheit ergänzt. Für alle Speicher werden in einem Netzgebiet einheitliche Größen vorgegeben. Alternativ zu Einzelspeichern können unter Berücksichtigung der Leitungsbelastbarkeit auch größere Speichereinheiten mit der Summenleistung und Summenkapazität der Einzelspeicher in der Mitte der jeweiligen Netzstränge oder an der Niederspannungs-Sammelschiene des Ortsnetztransformators angenommen werden.

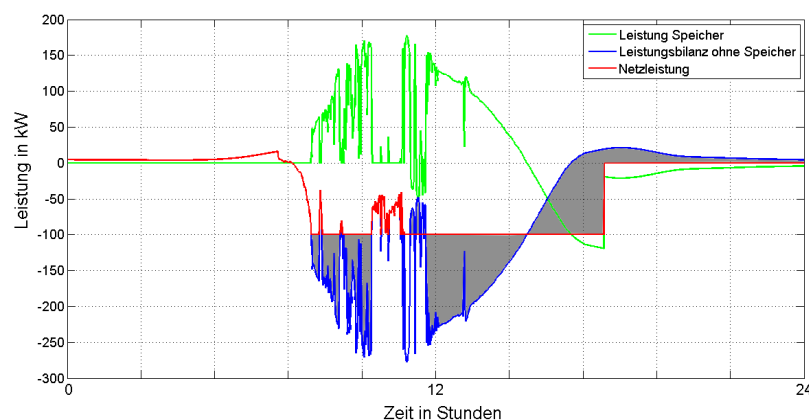
Alle Verbraucher, Einspeiser und Speicher-Elemente in einem Niederspannungsnetzgebiet werden zusammen mit Leitungen und Ortsnetztransformator über jeweils ein Jahr simuliert. An den elektrischen Hausanschlüssen wurden Verbraucher nach dem VDEW-Standardlastprofil H0 (Haushalte) mit einem Jahresverbrauch von 4.500 kWh oder L2 (Landwirtschaften) mit 12.000 kWh angenommen. Als Einspeiseleistung wurde an jedem Gebäude das normierte Jahresprofil einer bayerischen Referenz-PV-Anlage mit der maximalen Nennleistung anhand des jeweiligen Dachflächenpotentials (Kap. 2.1) skaliert.

### 3.2 Betrieb von Energiespeichern in Verteilnetzen

Die simulierten Speicher sollen zu jedem Zeitpunkt so eingesetzt werden, dass keine der o.g. Belastungsgrenzen (Kap. 2.2) überschritten wird. Wird auch ohne Speicher keiner der Grenzwerte überschritten, ist der Einsatz von Energiespeichern nicht notwendig. Wirtschaftliche Betrachtungen könnten Energiespeicher jedoch auch hierbei als sinnvoll erachten, um die erzeugte Energie auch zu einem überwiegenden Teil selbst zu nutzen.

Zur Ansteuerung der Speicher werden u.a. der resultierende Lastgang am Ortsnetztransformator, der Stromfluss in der am stärksten ausgelasteten Leitung und die höchste im Netz auftretende Spannung ausgewertet. Die Vorgabe der Lade-/Entladeleistungen der Speicher erfolgt abhängig von diesen Werten und dem jeweils zugrunde gelegten Speichereinsatzszenario.

Durch Abschätzung der mittleren Verbraucherlast und einer Vorhersage der zu erwartenden Einspeiseleistung für den Folgetag sollen die Speicher optimiert geladen und entladen werden (blauer Verlauf in Abbildung 3-1). Dabei wird nur die minimal notwendige Leistung, die das Verteilnetz nicht aufnehmen kann (rot), zur Aufladung der Speicher verwendet (grün). Abhängig von der erwarteten Verbraucherlast und den vorhandenen Energiereserven, werden die Speicher mit unterschiedlicher Leistungsanforderung entladen.



**Abbildung 3-1:** Tagesverlauf des optimierten Szenarios für den Einsatz elektrischer Speicher im Niederspannungsverteilstromnetz

Besonders an Tagen mit einer geringen zu erwartenden Einspeisung aus PV-Anlagen kann so die Deckung des Verbrauchs durch den lokal vorgehaltenen Speicherinhalt erhöht werden. Eine weitere Optimierung kann durch Vergrößerung des Prognosezeitraums der PV-Einspeisung dazu beitragen, den externen Energiebezug weiter zu minimieren.

### **3.3 Speicherbedarf in Niederspannungs-Verteilnetzen**

Durch optimierten Einsatz der Energiespeicher können sowohl die notwendigen Kapazitäten der Speicher gering dimensioniert als auch der aus dem Speicher gedeckte Eigenverbrauch der regenerativen Stromerzeugung maximiert werden. Die Leistungseinheiten sind nach diesen Abschätzungen bei einem möglichen Vollausbau der Photovoltaikanlagen auf ca. 60 % bis ca. 85 % der jeweiligen PV-Anlagenleistungen ausulegen. Für den optimal ausgenutzten Betrieb sind Speicherkapazitäten für jeweils mindestens 2,5 bis 4 Volllaststunden notwendig.

Durch die vermehrte Einspeicherung an einspeiseschwachen Tagen werden der Energieumsatz in den Speichern und die Auslastung erhöht. Selbst in Zeiten geringer PV-Einspeisung kann die Last der Verbraucher weitestgehend aus den Speichern gedeckt werden. Dies verringert den Bezug aus den überlagerten Netzebenen und somit ggf. die Erzeugung von Energie aus dem konventionellen Kraftwerkspark um ca. 500 kWh (Vorstadt/Dorf) bis zu 3.000 kWh pro Anwesen jährlich.

### **3.4 Berücksichtigung von Alterung und Wirkungsgrad**

Abhängig vom Energiedurchsatz und den Randbedingungen im Betrieb kann die nutzbare Kapazität eines Speichers über dessen Lebensdauer abnehmen [HAN-07]. Ein entwickeltes Simulationsmodell liefert Erkenntnisse über die Alterung von elektrischen Speichern in Verbindung mit Photovoltaikanlagen.

#### **3.4.1 Zyklische Alterung**

Um das Alterungsverhalten eines Akkus zu modellieren, ist ein Verständnis für die einzelnen Abläufe nötig, die zur Alterung führen. Bei der Blei-Säure Batterie gibt es eine Vielzahl von Mechanismen, die sich im Betrieb negativ auf die Kapazität, Leistung und den Innenwiderstand der Batterie auswirken. Beispielfhaft seien hierbei die Effekte Gitterkorrosion, Aktivmassenalterung und Sulfatierung genannt [JOS-06]. Da es gerade bei Anwendungen mit Photovoltaikanlagen zu vielen Zyklen bei niedrigem SOC und einem Mangel an Vollladungen kommt, hat die Sulfatierung hier einen entscheidenden Einfluss auf die Lebensdauer des Energiespeichers. Auch in einer Lithium-Ionen Zelle laufen, unabhängig vom Einsatzort oder -Zweck, eine Reihe von Reaktionen ab, die die Leistungsfähigkeit und Kapazität des Energiespeichers verändern [HER-10].

Zur Berechnung der Alterungseffekte wurde ein Modell entwickelt, das u.a. die Anzahl, Tiefe und Verlauf der Zyklen berücksichtigt. Dazu wird bspw. der Zusammenhang zwischen Zykltiefe und erreichbarer Zyklenzahl ausgewertet. Die Restkapazität der Batterie kann zu jeder Zeit in die Simulationen rückgeführt und nimmt somit Einfluss auf die Betriebsführung, die Netzbelastbarkeiten und Leistungsflüsse.

Die Tatsache, dass das Alterungsverhalten im Allgemeinen und keine einzelnen Alterungsmechanismen nachgebildet werden, macht das Modell universell für verschiedene Batterietypen einsetzbar. Obwohl es sich nicht um eine detailgetreue physikalische Berechnung handelt, deutet ein Vergleich mit Messwerten daraufhin, dass eine hohe Genauigkeit des Alterungsmodells für den Einsatz mit Photovoltaikanlagen erreicht werden kann.

### 3.4.2 Kalendarische Alterung

Die kalendarische Alterung der Blei-Säure Batterie geht im Wesentlichen auf die Sulfatierung der Elektroden zurück. Dieser Vorgang korreliert sehr stark mit dem Ladezustand, der Temperatur sowie dem Zeitraum zwischen zwei Vollladungen. Ab einem Zeitraum von über vier Wochen zwischen zwei Vollladungen ist der Kapazitätsverlust nicht mehr reversibel. Durch die Linearisierung von Messdaten ergibt sich die kalendarische Alterung nach Gleichung 1: [HAN-07]

$$a_{kal} = (SOC_{avg} * 0,00825 + 0,98055)^{\frac{(t_{ende}-t_{beginn})}{43632} \left[ \frac{Minuten}{Monat} \right]} \quad \text{(Gleichung 1)}$$

Moderne Akkumulatoren für den PV-Bereich sind meist auf entsprechende Betriebszeiten ausgelegt. Außerdem reicht i.d.R. eine Vollladung in einem Zeitraum von einigen Wochen aus, um die bereits bestehende Sulfatierung wieder komplett rückgängig zu machen [HAN-07]. Modernen Ladeelektroniken können dies bereits berücksichtigen.

Für die Lithium-Ionen Batterie ergeben sich die Alterungswerte aus Gleichung 2.

$$a_{kal} = (0,997 - SOC_{avg} * 0,014)^{\frac{(t_{ende}-t_{beginn})}{43632} \left[ \frac{Minuten}{Monat} \right]} \quad \text{(Gleichung 2)}$$

Bei dieser Technologie sind, im Gegensatz zu Blei-Säure Akkumulatoren, geringere Ladezustände von Vorteil. Diese Voraussetzungen sind für PV-Systeme jedoch nicht immer einzuhalten. Bei Zellen, die auf Lithium-Ionen-Technologie basieren, kann die kalendarische Alterung nicht so einfach wie bei den Blei-Säure Akkumulatoren vermieden werden und muss deswegen bei der Modellierung berücksichtigt werden. [JOS-06] [HER-10]

### 3.4.3 Nutzungsabhängige Wirkungsgradberechnung

Die nutzbare Energie eines Akkus ist abhängig vom jeweiligen Entladestrom. Je höher der Ladestrom, desto geringer die Entladeenergie. Dies wird berücksichtigt mithilfe des Entladewirkungsgrads. Dessen Ermittlung basiert auf der Peukert-Gleichung, die eine Berechnung der verfügbaren Energiemenge als Funktion des Entladestroms erlaubt. Diese Berechnungsmethode kann durch Parameteranpassung für jeden elektrochemischen Speicher eingesetzt werden.

Der Wirkungsgrad beim Laden der Blei-Säure-Batterie ist von der Verlustleistung abhängig, die sich wiederum vom Ladestrom und der Differenz aus der Nominalspannung  $U_{nom}$  und der aktuellen Klemmenspannung  $U_{akt}$  zusammensetzt. Ausgehend von Mess- und Erfahrungswerten, kann die Klemmenspannung bei verschiedenen Ladezuständen angegeben werden. Daraus wird eine Funktion zur Wirkungsgradberechnung abgeleitet (Gleichung 3): [JOS-06] [MAN-07]

$$\eta = \frac{P_{lade}}{P_{lade} + P_{verlust}} = \frac{I * U_{nom}}{I * U_{nom} + I * (U_{akt} - U_{nom})} = \frac{U_{nom}}{U_{akt}} \quad \text{(Gleichung 3)}$$

Bei der Lithium-Ionen-Batterie lässt sich der Wirkungsgrad in Gleichung 4 berechnen:

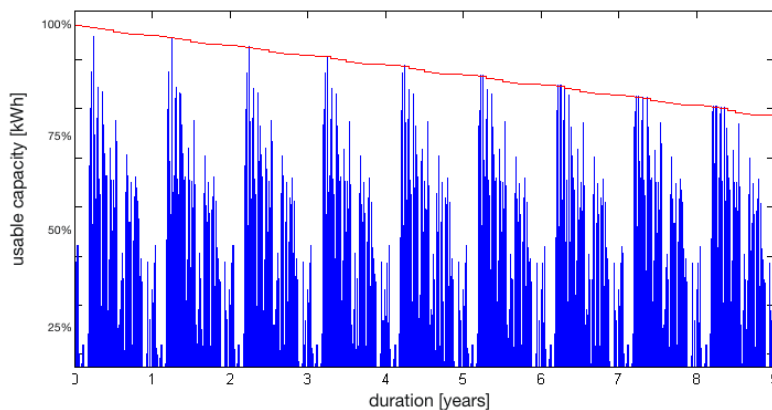
$$\eta = \frac{3,2}{SOC * 0,279 + 3,185} \quad \text{(Gleichung 4)}$$



### 3.4.4 Ergebnisse Alterung

Die Ausmaße der Alterung sind stark abhängig von Technologie und Qualität der Zelle sowie der Art der Beanspruchung. Die Blei-Säure-Batterie wird in typischen PV-Anwendungen nur mit flachen bis mitteltiefen Zyklen belastet und altert daher nur sehr langsam. Der geringe durchschnittliche Ladezustand beschleunigt jedoch die Alterung. Die Blei-Säure-Technologie wurde von vielen Herstellern auf die Verwendung mit Photovoltaik-Modulen optimiert und liefert eine hohe Lebensdauer im Vergleich zu herkömmlichen Starter-Batterien.

Die Berechnung des Alterungsverhaltens wurde mit verschiedenen Speichern unterschiedlicher Hersteller durchgeführt. Typische Betriebszeiten von Blei-Säure-Speichern in den genannten Anwendungsfällen liegen bei ca. fünf bis acht Jahren, ehe die nutzbare Kapazität auf 80 % des Anfangswertes gesunken ist. Bei detaillierter Betrachtung der Alterung ergeben sich Unterschiede in verschiedenen Jahreszeiten (Abbildung 3-2). Die Alterung ist aufgrund stärkerer Nutzung und der damit verbundenen Zyklisierung der Energiespeicher in den Sommermonaten stärker ausgeprägt, als in den Wintermonaten.



**Abbildung 3-2:** Beispielhafter Verlauf der Kapazitätsabnahme eines Blei-Säure-Akkus

Die Lithium-Ionen-Technologie wird bislang nur sehr selten in diesem Bereich eingesetzt. Es wird gezeigt, dass die Lithium-Ionen-Zelle trotz des günstigeren Ladezustandes eine geringere Lebensdauer als Blei-Säure-Zellen erreicht. Lithium-Ionen-Akkus besitzen zwar eine deutlich höhere Zyklenfestigkeit, verlieren aber aufgrund der kalendarischen Alterung zusätzliche Kapazität. Der Anteil der kalendarischen Alterung beträgt nach den Berechnungen 85 % an der gesamten Kapazitätsabnahme. Diese starke Alterung ist der Tatsache geschuldet, dass die hier untersuchten Zellen für den mobilen und weniger für den stationären Bereich ausgelegt sind. Im Bereich der Lithium-Ionen-Speicher gibt es noch ein hohes Potential bei der Optimierung auf die in dieser Arbeit untersuchten Belastungsprofile. Geringe Anschaffungskosten in Verbindung mit hoher Lebensdauer machen Energiespeicher als Lösung der Netzüberlastung in Zukunft attraktiver.

### 3.4.5 Optimierte Betriebsweise und Dimensionierung

Aus den Resultaten der vergangenen Kapitel lassen sich für die Blei-Säure-Technologie konkrete Elemente herausarbeiten, die Bestandteil einer optimierten Betriebsweise sein können. Diese Betriebsweise soll die größtmögliche Verlängerung der Lebensdauer des Energiespeichers als Ziel haben. Häufig steht dieses Ziel aber im Konflikt mit den wirtschaftlichen Zielen, die der Betreiber der PV-Anlage mit diesem Speicher verfolgt.

Da der Zusammenhang von Zyklentiefe, Zyklenzahl und Ladungsverlauf nicht linear ist, hat eine Verdoppelung der Speichergöße keine Verdoppelung der Lebensdauer als Folge. Eine Simulation mit einer Blei-Säure Zelle brachte das Ergebnis, dass sich die Lebensdauer bei doppelter Speichergöße lediglich um 43 % erhöht. Ein um 50 % kleinerer Speicher erreichte jedoch 81 % der ursprünglichen Lebensdauer und senkte somit die Anschaffungs- und Erhaltungskosten. In diesem Fall können Netzüberlastungen jedoch nicht vollständig vermieden werden.

### **3.5 Dezentrale "hybride Speichersysteme"**

Der Idee des hybriden Speichersystems liegt zugrunde, dass kaum elektrische Energiespeicher verfügbar sind, die den vielseitigen Anforderungen wie Energiedichte, Leistungsdichte, Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit gerecht werden, um dezentrale und fluktuierende Energieerzeugung rentabel zu speichern. Einerseits muss die Speicherkapazität groß genug sein, um Netzüberlastungen auch bei länger andauerndem Erzeugungsüberschuss zu verhindern. Andererseits bedingen die stark fluktuierende Einspeisung und auftretende Lastspitzen im Netz große Leistungsgradienten. So stellt bei den aktuell verfügbaren Sekundärbatterien beispielsweise die Zyklenfestigkeit ein großes Problem dar.

Hier versprechen hybride Speichersysteme eine mögliche Lösung, indem verschiedene Speichertechnologien kombiniert werden, mit dem Ziel deren Stärken zu verbinden und die Schwächen möglichst auszugleichen. Eine Koppelung von Blei-Säure-Batterien bspw. mit einem Doppelschichtkondensator (DSK), dessen Alterung weniger von der Zyklierung abhängt, könnte hier eine Lösung sein. Essenziell bei der Konzeption jedoch ist die Ansteuerung und der gezielte Einsatz beider Speicher.

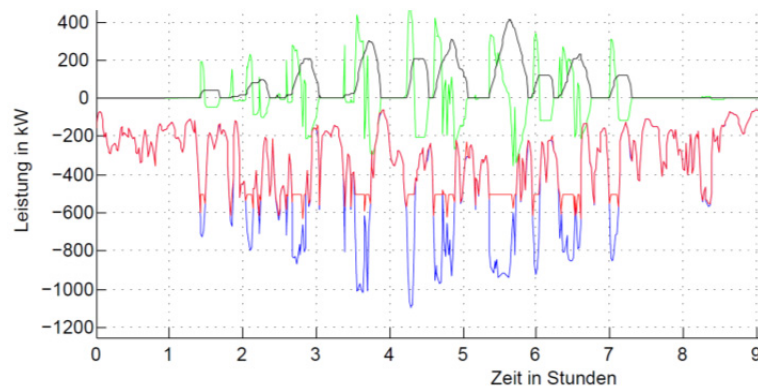
In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, inwiefern sich eine Kopplung zweier verschiedener Speichertechnologien in Verbindung mit einer hohen Einspeisung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen auf die Belastung des elektrischen Verteilnetzes, die Auslegung der jeweiligen Speicher sowie die Alterung auswirkt. Aus ökonomischem Blickwinkel betrachtet, stellt sich die Frage, ob die Hinzunahme des Doppelschichtkondensators und damit verbundene verlängerte Lebenserwartung der Blei-Säure-Batterie gegenüber einem häufigeren Austausch der selbigen im konventionellen Fall wirtschaftlich sinnvoll ist. Der Akkumulator soll dabei Überlastungen, die einige Minuten bis zu mehreren Stunden andauern, verhindern und als Energiereserve dienen. Der Doppelschichtkondensator dagegen ist die Leistungskomponente des Systems und so für den Ausgleich von Leistungsspitzen einzusetzen.

#### **3.5.1 Einsatz und Betriebsweise**

Essenziell bei der Konzeption eines hybriden Speichermodells ist die Entscheidung, wann welcher Speicher eingesetzt wird, in welcher Situation, die Blei-Säure-Batterie bzw. der Doppelschichtkondensator ge- oder entladen werden sollen.

Hier wird diese Entscheidung im Wesentlichen durch den Vergleich von Erzeugung (PV) und Verbraucherlast getroffen. Auf eine detaillierte Beschreibung der Regelstrategien kann in dieser Arbeit nicht eingegangen werden. In Abbildung 3-3 ist beispielhaft der Verlauf der beteiligten Leistungen einer Simulation des hybriden Speichermodells dargestellt. Blau

gekennzeichnet ist der Leistungsverlauf am Transformator ohne Speichereinsatz, schwarz die Leistung von Speicher 2 (Blei-Säure), grün die Leistung von Speicher 1 (DSK) und rot die sich ergebende Leistung am Transformator mit Speichereinsatz.

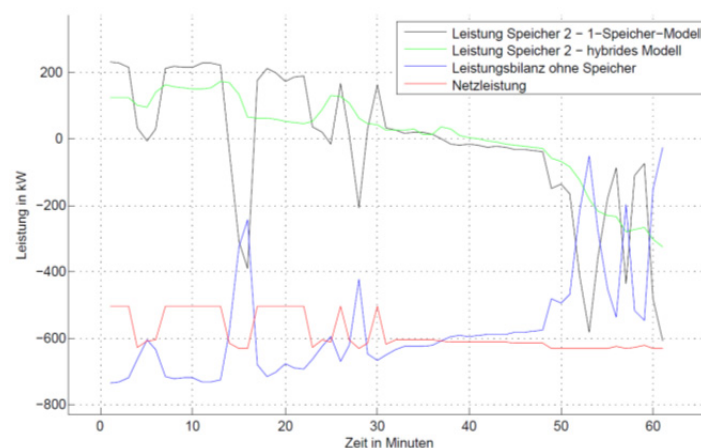


**Abbildung 3-3:** beispielhafter Tagesverlauf der beteiligten Speicher und auftretenden Leistungen

Während Speicher 2 immer beim Erreichen der Belastungsgrenze eingreift, unterstützt Speicher 1 vorrangig bei starken Leistungsänderungen. Mit dieser Betriebsweise wird erreicht, dass die Blei-Säure-Batterie keinen großen Leistungsgradienten ausgesetzt wird. Zudem werden der Batterie viele Zyklen geringerer Tiefe erspart und stattdessen vom Supercap übernommen.

### 3.5.2 Dimensionierung der Speicher

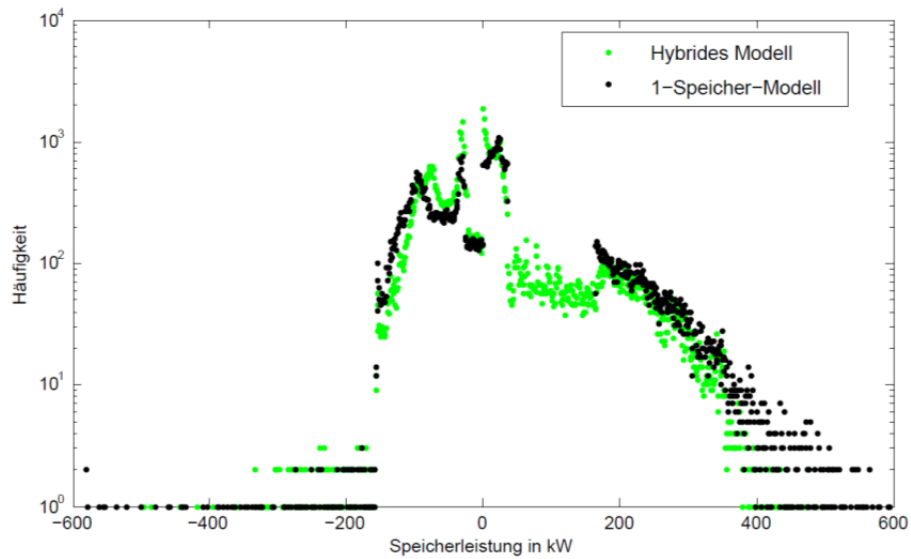
Im detaillierten Vergleich mit einem konventionellen „Ein-Speicher-Modell“ ist deutlich zu erkennen, dass das hybride Modell sowohl die absolute Speicherleistung der Batterie, als auch die Leistungsgradienten reduzieren kann (Abbildung 3-4).



**Abbildung 3-4:** Vergleich des Leistungsverlaufs im Ein-Speicher- und hybriden Speichermodell

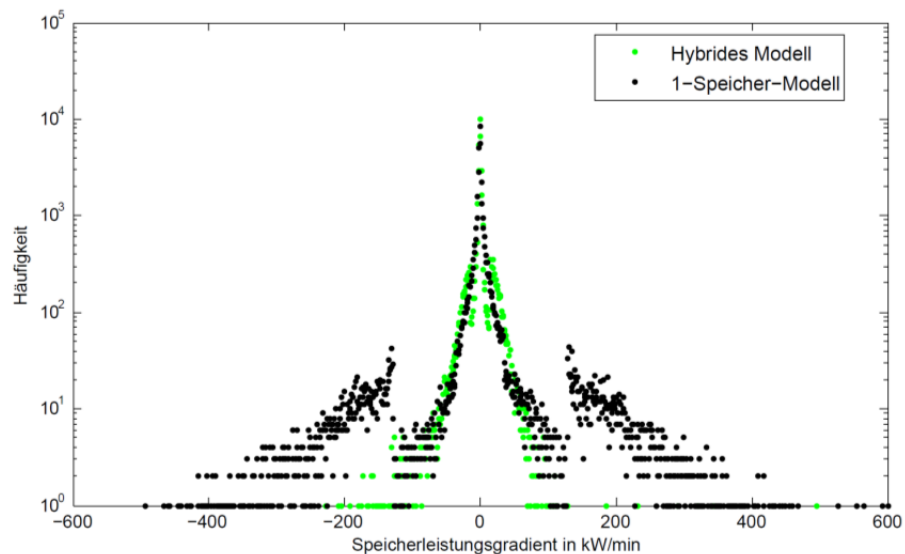
Mit dem Einsatz eines schnellen Doppelschichtkondensators können so hohe Lade- und Entladeströme der Blei-Säure-Batterie vermieden werden (Abbildung 3-5). Der Speicher wird vorwiegend bei konstanten niedrigen bis mittleren Leistungen betrieben. Die

durchschnittliche Leistungsanforderung an die Batterie kann im Betrieb je nach Einsatzszenario und Betriebsweise um bis zu 20 % gesenkt werden.



**Abbildung 3-5:** Gegenüberstellung der Belastung der Blei-Säure-Batterie (Leistungen)

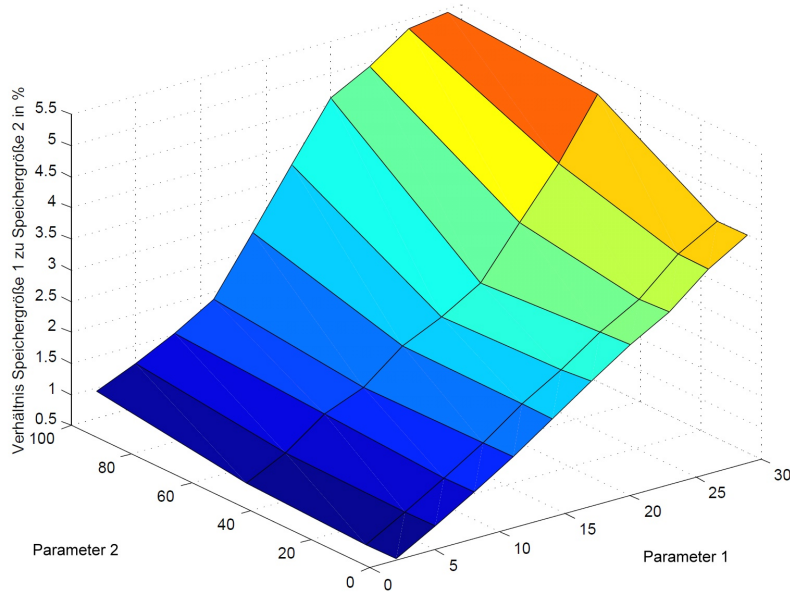
Bei Betrachtung der Leistungsgradienten kann der hybride Speicherbetrieb deren Höhe je nach Randbedingungen in den üblichen Einsatzfällen nahezu halbieren (Abbildung 3-6).



**Abbildung 3-6:** Gegenüberstellung der Belastung der Blei-Säure-Batterie (Leistungsgradienten)

Das Verhältnis der notwendigen Speicherkapazitäten von Blei-Säure-Akku und Doppelschichtkondensator ist hingegen stark unterschiedlich. Aufgrund der kurzen Einsatzdauern des DSK muss er nur auf ca. 1 % bis 12 % der notwendigen Kapazität der Batterie ausgelegt werden (Abbildung 3-7).

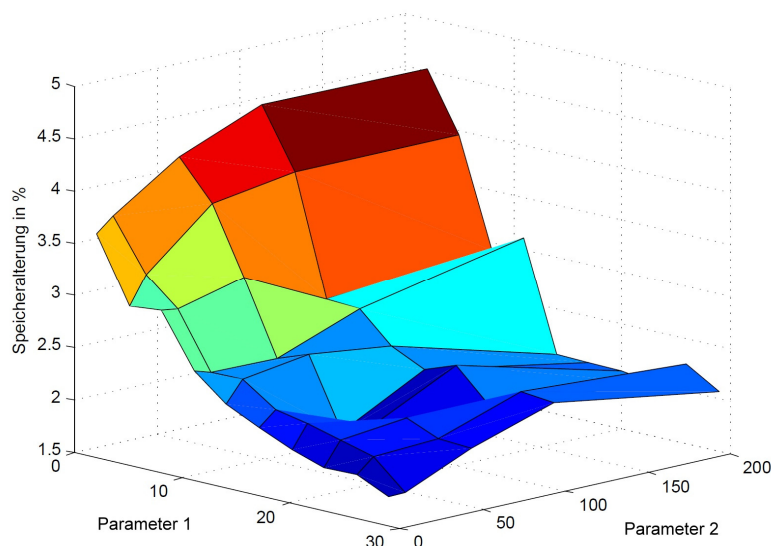
Die Variation der verschiedenen Parameter nimmt dabei kaum Einfluss auf die Größe der Blei-Säure-Batterie (vgl. Kap. 3.3).



**Abbildung 3-7:** Vergleich der Speichergrößen unter verschiedenen Betriebsarten

### 3.5.3 Alterung

Die Wahl der Parameter und Einsatzbedingungen des Doppelschichtkondensators hat merklichen Einfluss auf die Alterung der Blei-Säure-Batterie. Durch die Vermeidung von hohen Strömen und stark wechselnden Belastungen kann der Kapazitätsverlust um bis zu 65 % im Vergleich zu einem herkömmlichen Ein-Speicher-Modell verringert werden. Bei optimaler Wahl der Ansteuerung beider Speichertypen kann durch die Beteiligung eines schnellen Supercaps die Kapazitätsabnahme auf ca. 2 % pro Jahr (bezogen auf die Nennkapazität) verringert werden (Abbildung 3-8).



**Abbildung 3-8:** Vergleich der Alterung der Batterie unter verschiedenen Betriebsarten des hybriden Speichersystems

## 4 Fazit und Ausblick

Die Aufnahmefähigkeit für Einspeisung aus PV-Anlagen typischer Land-, Dorf- und Vorstadtnetze liegt weit unterhalb des jeweils vorhandenen Dachflächenpotentials. Auch durch bestmögliche Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur können nicht alle Anlagen an das Verteilnetz angeschlossen werden. Für die darüberhinausgehenden PV-Anlagen sind Netzausbaumaßnahmen mit teilweise hohen Investitionen notwendig, die nur zu wenigen Zeitpunkten vollständig ausgenutzt werden können. Dezentral verteilte Speicherelemente können in diesen Fällen eine mögliche Alternative darstellen und bei zunehmender Einspeisung aus PV-Anlagen auf Gebäudedächern zu einem stabilen und effizienten Netzbetrieb beitragen. Allerdings ist nur durch optimale Ansteuerung der eingesetzten Speicher eine bestmögliche Ausnutzung der Investition zu erreichen.

Die hier entwickelte hybride Regelung erlaubt einen Speicherbetrieb in o.g. Anwendungsfällen mit zwei verschiedenen Speichertechnologien. Dazu wurde eine geeignete Kombination zweier Energiespeicher ausgewählt und versucht deren Speicherbetrieb möglichst symbiotisch auszulegen, so dass die technologischen Vorzüge des jeweiligen Speichersystems geltend gemacht werden können. Die Simulationsergebnisse wurden ausgewertet und die Auswirkungen des hybriden Speichermodells anhand verschiedener kritischer Parameter, Speicherbetriebsweisen, Batteriemodellen und Netzkonstellationen eruiert. Dazu wurde ein Vergleich zum konventionellen „Ein-Speicher-Modell“ gezogen. Relevante Kriterien sind hierbei benötigte Speicherkapazitäten, veränderte Speicherbelastungen und Alterung der Blei-Säure-Batterie.

Die Ergebnisse zeigen eine starke Abhängigkeit der erreichbaren Alterungsreduktion von der Netzkonstellation und der gewählten Speicherbetriebsweise. So bietet sich vorrangig bei Szenarien mit hoher Speicheraktivität ein genügend großes Optimierungspotenzial. Das hybride Speichermodell kann hier die Alterung der Blei-Säure-Batterie entscheidend verringern.

Bei Betrachtung der Investitionskosten ist eine optimale Auslegung beider Speicher notwendig. Andernfalls können die Kosten für eine hybride Speicherlösung höher sein als der Gewinn durch verringerte Alterung der Blei-Säure-Batterie. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt jedoch, dass ein hybrides Speichersystem bei fallenden Anschaffungskosten der Supercaps rentabel werden kann.

## 5 Literatur

- [BIN-05] Binder, H., et al.: *Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries*  
Risø National Laboratory, 2005
- [BMU-11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:  
*Erneuerbare Energie in Zahlen, Nationale und Internationale Entwicklung*  
Juli 2011
- [BNA-12] Bundesnetzagentur: *Zubau an Photovoltaik-Anlagen 2011 noch höher als im  
Rekordjahr 2010*  
Pressemitteilung vom 9. Januar 2012
- [BOD-06] Bodach, M.: *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration  
dezentraler, fluktuierender Energiequellen*  
Technische Universität Chemnitz, 2006
- [DEN-10] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Dena-Netzstudie II*  
Berlin, November 2010
- [HAN-07] Handschuh, T.: *Untersuchung des Betriebs und Alterungsverhaltens von Blei-  
Säure Akkumulatoren für Hybridantriebssysteme bei typischen Belastungen*  
2007
- [HER-10] Herb, F.: *Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-  
Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus  
bestehenden Hybrid-Systemen*  
Dissertation, Ulm, 2010
- [JOS-06] Jossen, A.; Weydanz, W.: *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*  
Reichardt Verlag Untermeitingen, 2006
- [KAU-95] Kaufmann, Wolfgang: *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*  
VDE-Verlag, Berlin, 1995
- [KER-11] Kerber, G.: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die  
Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*  
Technische Universität München, 2011
- [LOE-10a] Lödl, M.; Witzmann, R.; Metzger, M.: *Abschätzung des Photovoltaik-Potentials  
auf Dachflächen in Deutschland*  
11. Symposium Energieinnovation, Graz, 2010
- [LOE-10b] Lödl, M.; Witzmann, R.; Metzger, M.: *Vergleich von Energiespeichern und  
Netzverstärkungsmaßnahmen in Niederspannungs-Verteilnetzen bei hoher  
dezentraler Einspeisung*  
VDE-Kongress 2010 E-Mobility; Leipzig, 2010
- [SAU-03] Sauer, D.U.: *Optimierung des Einsatzes von Blei-Säure Akkumulatoren in  
Photovoltaik-Hybrid-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der  
Batteriealterung*  
Ulm, 2003
- [SPÄ-11] Späth, V.; Stacic, D.; Günther, C.; Kuhn, R.; Döring, H.; Andrä, S.; Commerell,  
W.: *Simulationsgestützte Auslegung von Batteriesystemen für autarke  
Energieversorgungsanlagen*  
Entwicklerforum Batterien & Ladekonzepte, München, 2011
- [VDE-09] Bünger, U., et al.: *Energiespeicher in Stromversorgungssystem mit hohem Anteil  
erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*  
VDE Studie, Frankfurt, 2009