

Mohring, Alexandra; Michaelis, Julia

Working Paper

Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz

Working Paper Sustainability and Innovation, No. S4/2013

Provided in Cooperation with:

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI

Suggested Citation: Mohring, Alexandra; Michaelis, Julia (2013) : Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S4/2013, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/75218>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Working Paper Sustainability and Innovation
No. S 4/2013



Alexandra Mohring, Julia Michaelis

Techno-ökonomische Bewertung von Strom-
speichern im Niederspannungsnetz

Zusammenfassung der Diplomarbeit von
Alexandra Mohring

Zusammenfassung

Dieses Working Paper basiert auf der Diplomarbeit „Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz“ und bildet eine Zusammenfassung der wesentlichen Aspekte dieser Arbeit. Darüber hinaus wurden Informationen aus späteren Veröffentlichungen aufgenommen. In der Diplomarbeit wird die Rolle von Stromspeichern im Niederspannungsnetz unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten betrachtet. Durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern in das Verteilnetz kann es zu Situationen von Netzüberlastungen kommen, da Verteilnetze für diesen Fall nicht ausgelegt wurden. Es werden deshalb Maßnahmen notwendig, um diese Netzüberlastungen zu vermeiden. Eine Möglichkeit ist der Netzausbau. Da dieser mit hohen Investitionen verbunden ist, werden günstigere Alternativen gesucht. In der Diplomarbeit wird der Speicher als mögliche Alternative genauer untersucht. Der Kern der Arbeit bildet daher die Simulation eines Niederspannungsreferenznetzes, in das verschiedene Batteriespeichertypen integriert werden.

In diesem Working Paper werden zunächst wesentliche Erkenntnisse verschiedener Studien zusammengestellt, die sich mit der Überlastung im Verteilnetz bzw. im Niederspannungsnetz beschäftigen und Rückschlüsse auf einen möglichen Speicherbedarf zulassen. Ein weiterer Abschnitt erläutert die Vorgehensweise bei der Modellierung und Simulation des Niederspannungsnetzes. Abschließend werden die Ergebnisse der Simulation und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgestellt, und die Arbeit wird kritisch gewürdigt.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Einleitung/Motivation.....	4
2 Speicherbedarf im Niederspannungsnetz	9
3 Modellierung und Simulation des Niederspannungsreferenznetzes.....	13
3.1 Modellierung.....	13
3.2 Netzbelastung.....	15
3.3 Wirtschaftlichkeit.....	20
4 Schlussfolgerung.....	22
Literaturverzeichnis	24

1 Einleitung/Motivation

Das Stromnetz steht durch die steigende Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) vor großen Herausforderungen. Eine dieser Herausforderung liegt in der Integration der erneuerbaren Energien im Verteilnetz. Das Verteilnetz wird im E-Energy Glossar der deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) als „Systemdomäne im Energiesystem zum regionalen Transport von Elektrizität zur Speisung von Stationen oder Einrichtungen von Netznutzern“¹ definiert und umfasst normalerweise die Niederspannungs- und Mittelspannungsebene sowie in vielen Fällen die Hochspannungsebene. Bedingt durch die kleinen Leistungsgrößen der Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken wird ein Großteil der installierten Leistung der EE am Verteilnetz angeschlossen, vgl. Abbildung 1-1.

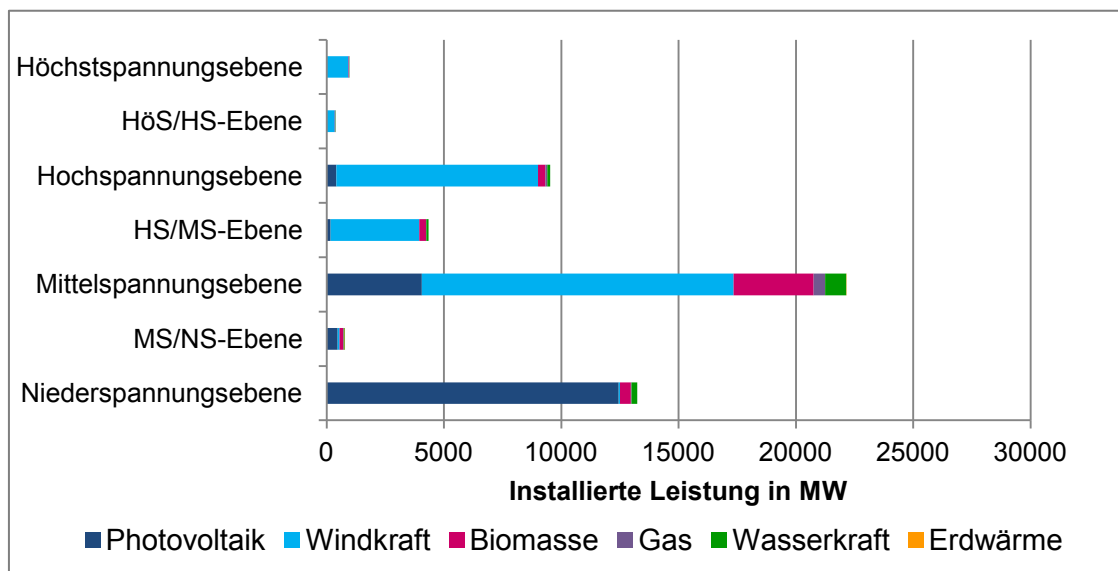


Abbildung 1-1: Verteilung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien (EEG-vergütet) auf die einzelnen Netzebenen (Stand Mai 2012).^{2 3 4}

¹ DKE (2012)

² Eigene Darstellung basierend auf der Auswertung der Daten von EnergyMap (2012)

³ Die EnergyMap ist eine Initiative der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. und der RAL Gütegemeinschaft Solarenergieanlagen mit dem Ziel, die Entwicklung der erneuerbaren Energien sichtbar zu machen. Dies erfolgt durch das Zusammenstellen aller Datensätze der EEG-Anlagen, die von den Netzbetreibern veröffentlicht werden. Teilweise sind diese Datensätze jedoch unvollständig. Die Datenbasis wurde aufgrund ihrer Aktualität (Stand Mai 2012) ausgewählt.

Die installierte Leistung im Verteilnetz überstieg mit 82,9 GW Ende 2010 zum ersten Mal die installierte Leistung im Übertragungsnetz (77,6 GW).⁵ Die Ausbauziele für erneuerbare Energien der Bundesregierung, die im Jahre 2050 einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % vorsehen, sowie die ambitionierten Ausbauziele der Bundesländer, vgl. Abbildung 1-2, lassen eine Fortsetzung dieser Entwicklung erwarten.⁶

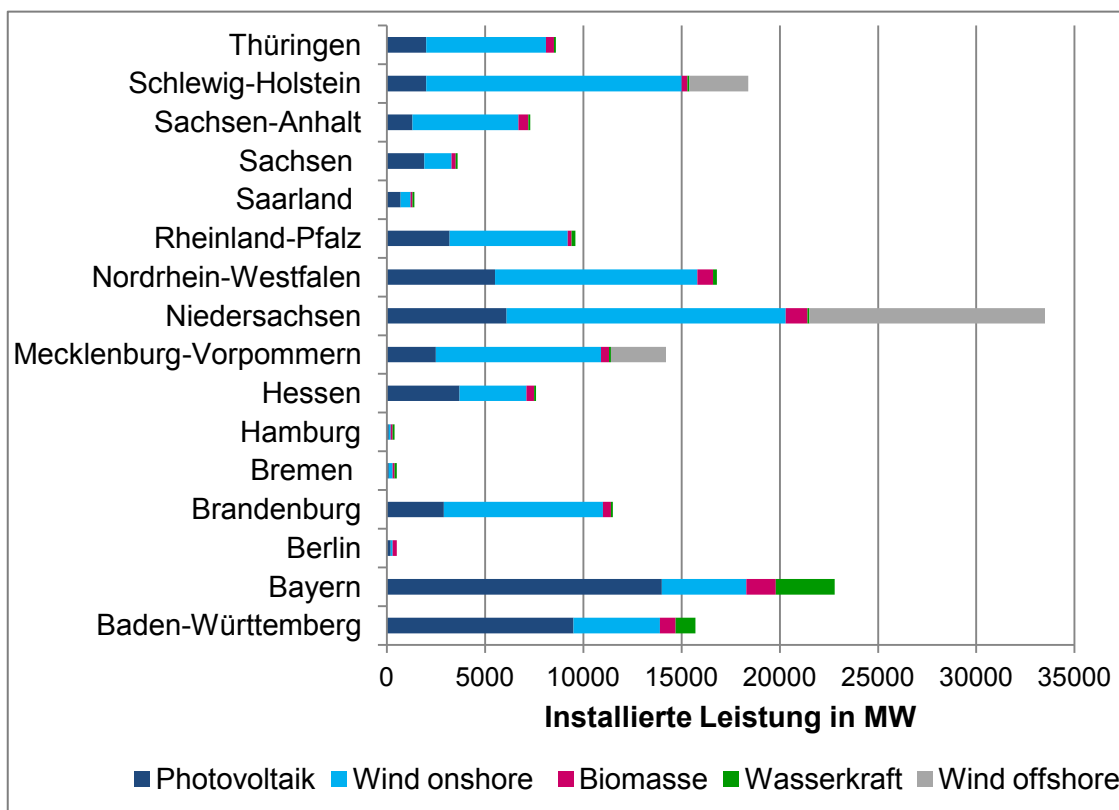


Abbildung 1-2: Ausbauziele der Bundesländer für das Jahr 2023⁷

⁴ Der Anschluss einer Anlage an einer Netzebene erfolgt aufgrund deren Leistungsgröße. Ob eine Anlage der Niederspannungsebene (Ebene 7) oder der Umspannebene MS/NS (Ebene 6) zugeordnet ist, ist davon abhängig, wie deren Anschluss erfolgt. Der Anschlusspunkt an die Niederspannungsebene ist das Ortnetzkaabel, der Kabelverteilerschrank oder die Ortnetzstation, wobei die Station eine Verbindung zum Ortsnetz oder einen weiteren Netzanschluss in der Niederspannungsebene aufweisen muss. Das Anschlusskabel und der Hausanschluss sind Eigentum des Netzbetreibers, und die Zählung ist beim Kunden installiert. Der Anschlusspunkt an die Umspannebene MS/NS ist die Ortsnetzstation. Das Anschlusskabel und der Hausanschluss, falls vorhanden, sind Eigentum des Kunden. Die Zählung erfolgt an der Station. Vgl. thüga (2010)

⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 10

⁶ Vgl. BMWI (2010), S. 5

⁷ Eigene Darstellung basierend auf Daten Bundesnetzagentur (2012), S. 66

Das Verteilnetz wurde bei seiner Planung nicht für diese Entwicklung ausgelegt. Bei der bisherigen Planung von Verteilnetzen lag die Annahme eines unidirektionalen Leistungsflusses zugrunde. Die Auslegung erfolgte anhand der Höchstlast unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors.⁸

Durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien auf allen Spannungsebenen kann es zur Überlastung der Betriebsmittel wie beispielsweise Leitungen und Transformatoren durch höhere Leistungsflüsse kommen. Die höheren Ströme führen dann zu einer Erwärmung der Betriebsmittel, deren Material ab einer gewissen Temperatur Schaden nehmen kann. Die Auslegungsparameter der Betriebsmittel geben hierbei die Grenzwerte der Betriebsströme und Leistungen an. Des Weiteren kann die vermehrte Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu einer Umkehr des Leistungsflusses führen sowie einen unzulässigen Anstieg der Spannung in bestimmten Leitungsstrahlen hervorrufen.⁹ Der zulässige Spannungsanstieg bzw. -abfall im Verteilnetz ist eines der Spannungsqualitätskriterien, die in der DIN-Norm EN 50106 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen festgelegt sind. Die Spannungsänderung darf sich nur in einem bestimmten Bereich von $\pm 10\%$ der Nenneffektivspannung U_n bewegen. Die Nichteinhaltung dieser Werte kann zu Schäden bei Maschinen und Geräten, die ihren Strom vom Netz beziehen, führen. Ein zu hoher Spannungswert im Betrieb kann zum Abschalten der Wechselrichter führen.¹⁰ Bei ungestörtem Betrieb „müssen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb des Bereichs $U_n \pm 10\%$ liegen, und müssen alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs $U_n +10\% / -15\%$ liegen“.¹¹

In der VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz wird ein weiteres Spannungskriterium festgelegt: „Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten: $\Delta u_a \leq 3\%$.“¹²

⁸ Vgl. Heuck et al. (2007), S. 255-502

⁹ Vgl. Kerber (2011), S. 1

¹⁰ Vgl. Bodach (2006), S. 14

¹¹ DKE (2011), S. 14

¹² Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2011), S. 19

Beim Anschluss neuer Anlagen ans Netz erfolgt eine Überprüfung dieses Kriteriums, das als technische Grenze für die Aufnahmefähigkeit des Netzes für zusätzliche Einspeisung gewertet werden kann.¹³ Ist dieses Kriterium erfüllt, kann im Netzbetrieb die Einhaltung des 10-%-Kriteriums gewährleistet werden. Das 3-%-Kriterium beinhaltet einen Sicherheitszuschlag, sodass aufwendige und detaillierte Netzmodellierungen und -simulationen beim Anschluss neuer Anlage entfallen können.¹⁴ Ist das 3-%-Kriterium nicht erfüllt, obliegt den Netzbetreibern nach §9 EEG eine Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahme. Zur Verhinderung der oben aufgeführten Folgen müssen technische oder regulatorische Maßnahmen ergriffen werden, um das Verteilnetz für die Aufnahme zusätzlicher Einspeisungen aus erneuerbaren Energien sowie für deren Transport zu ertüchtigen. Eine Übersicht möglicher Maßnahmen liefert Abbildung 1-3.



Abbildung 1-3: Mögliche Maßnahmen zur Integration von erneuerbaren Energien im Verteilnetz¹⁵

¹³ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 91

¹⁴ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 32

¹⁵ Eigene Darstellung basierend auf den Informationen aus Roland Berger (2010)

Die konventionelle und am häufigsten eingesetzte Maßnahme ist der Ausbau des Netzes. Da diese Maßnahme jedoch mit hohen Kosten verbunden ist, werden günstigere Alternativen gesucht.

Im Rahmen der oben genannten Diplomarbeit wird der Einsatz eines Speichers näher betrachtet. Der Fokus wird auf die Niederspannungsebene gelegt. Der erneuerbare Energieträger mit den am stärksten ausgebauten Kapazitäten im Niederspannungsnetz ist die Photovoltaik (PV), vgl. Abbildung 1-1. Daher werden lediglich die Auswirkungen der Einspeisung aus PV-Anlagen im modellierten Niederspannungsnetz betrachtet.

Bei hoher Einspeisung der EE und einer Überlastung des Netzes nimmt der Speicher die überschüssige Energie auf und verhindert so eine Überlastung der Betriebsmittel und eine Überschreitung des Spannungsgrenzwertes. Dreht sich die Situation, sodass anstatt der Netzüberlastung Strombedarf besteht, gibt der Speicher die eingespeicherte Energiemenge wieder ins Netz zurück.¹⁶ Ein Speichereinsatz zur Netzentlastung wird auch als netzgetriebener Speichereinsatz bezeichnet.¹⁷ Er unterscheidet sich somit von einem bisher marktgetriebenen Einsatz, bei dem die Einspeicherung bei niedrigen Börsenstrompreisen und die Ausspeicherung bei hohen Preisen erfolgt. Ein netzgetriebener Speichereinsatz kann die Abregelung von Anlagen und den Netzausbau reduzieren bzw. vermeiden.¹⁸

Speicher im Niederspannungsnetz können sowohl zentral im Netz, in diesem Fall spricht man auch von Ortsnetzspeichern, als auch bei PV-Betreibern direkt an der PV-Anlage installiert werden. Netzbetreiber sind für den sicheren Betrieb ihrer Netze verantwortlich.¹⁹ Ein netzgeführter Einsatz eines Ortsnetzspeichers kann eine Unterstützung zur Erreichung dieses Ziels leisten. Die Netzbetreiber verfügen über das erforderliche Know-how für den optimalen Einsatz des Speichers und sie sind für die Netzentlastung verantwortlich. Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass eine Steuerungsmöglichkeit des Speichers im dreiphasigen Netz gegeben ist. Mit Hilfe eines Haushaltsspeichers können die Speicherbesitzer zum einen ihren Eigenverbrauchsanteil steigern und zum anderen durch

¹⁶ Vgl. Weidner et al. (2011), S. 53

¹⁷ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 34

¹⁸ Vgl. Weidner et al. (2011), S. 53

¹⁹ Vgl. Bundesministerium der Justiz (2005), § 11

geschickte Vermarktung ihres erzeugten Stroms Einnahmen generieren.²⁰ Die Ladung und Entladung des Speichers könnte damit im Gegensatz zu einer Netzentlastung stehen. Netzbetreiber sind also die geeigneteren Speicherbetreiber zur Netzentlastung. Hierbei ergibt sich jedoch das Problem, dass es aus rechtlicher Sicht nicht zulässig ist, dass Netzbetreiber gleichzeitig auch als Speicherbetreiber agieren dürfen.²¹

Eine Alternative zum Ortsnetzspeicher liegt darin, Netzbetreibern den Zugriff auf die Haushaltsspeicher zu erlauben. Hier entstehen zusätzliche Kosten durch die Installation einer Steuerungsinfrastruktur. Zudem fehlen entsprechende Regelungen bezüglich Datenschutz und Tarif.²² Soll ein Speichereinsatz zur Netzentlastung und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz gefördert werden, dessen Steuerung durch die Netzbetreiber erfolgt, müssen zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen geändert werden.

2 Speicherbedarf im Niederspannungsnetz

Der Speicherbedarf, der sich durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Niederspannungsnetz ergibt, ist schwierig zu bestimmen. Es existieren sehr viele Niederspannungsnetze mit unterschiedlichen Strukturen. Aus diesem Grund fehlt es bislang an Studien, die die Auswirkungen der steigenden Einspeisung deutschlandweit betrachten²³ und darüber Auskunft geben, wie stark die Niederspannungsnetze überlastet sind, und ob ein Netzausbau bzw. Speicherbedarf besteht. Bisherige Analysen untersuchen ausgewählte reale Netze in Fallstudien. Ein anderes Vorgehen liegt in der Bildung und Untersuchung von Referenznetzen.

Im folgenden Abschnitt werden deshalb grundlegende Erkenntnisse von Studien im Hinblick auf die Überlastung von Niederspannungsnetzen und den Speicherbedarf zusammengefasst. Eine der ersten Studien, die einen Überblick über den Ausbau- und Innovationsbedarf im gesamten deutschen Verteilnetz liefert, ist die dena-Verteilnetzstudie „Ausbau- und Innovationsbedarf der Strom-

²⁰ Vgl. Geier (2012), S. 7

²¹ Vgl. Welter (2012), S. 21

²² Vgl. Geier (2012), S. 7

²³ Vgl. von Oehsen et al. (2011), S. 18

verteilnetze in Deutschland bis 2030“. Die Studie greift auf eine große Datenbasis von realen, über ganz Deutschland verteilten Netzen zu, die von den beteiligten Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Aufgrund der hohen Anzahl von Niederspannungsnetzen besteht auch hier das Problem, dass nur ein vergleichsweise geringer Anteil betrachtet werden kann. Es wird aber aufgrund der breiten Datenbasis von einem höheren Bezug zur Realität ausgegangen als bei anderen Studien.²⁴ Die dena-Studie kommt zu dem Schluss, dass die zunehmende Einspeisung der erneuerbaren Energien zu der „Notwendigkeit eines Um- und Ausbaus der Stromverteilnetze, der Neuorganisation des Netzbetriebs – insbesondere die Koordination von Einspeisern, Verbrauchern, Verteilnetzen und Übertragungsnetzen – der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Integration zusätzlicher Steuerungs- und Monitoring-Einrichtungen“²⁵ führt. Der größte Ausbaubedarf bezogen auf die vorhandenen Stromverteilnetze besteht im Hochspannungsnetz, da dieses auch die Flüsse aus den unteren Netzebenen aufnehmen muss.²⁶ Im Niederspannungsnetz fällt der Ausbau geringer aus. Der Ausbaubedarf bis zum Jahr 2030 beläuft sich im Szenario NEP B 2012, das auf dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2012 basiert, auf 51.600 km. In einem weiteren Szenario, dem Bundesländerszenario, das die Ausbauziele der erneuerbaren Energien der Bundesländer berücksichtigt, wird der Ausbaubedarf bis 2030 im Niederspannungsnetz auf 57.300 km geschätzt.²⁷ Die Hauptursache für einen notwendigen Ausbau der Netze im Niederspannungsnetz liegt in der Verletzung der Spannungskriterien. Insbesondere trifft dies auf Netze in ländlichen Bereichen zu.²⁸

Auch weitere Studien identifizieren die Verletzung des Spannungsbandes als einer der Hauptgründe für eine Verstärkung und einen Ausbau der Niederspannungsnetze. „In einer Befragung der Unternehmensberatung Roland Berger von Verteilnetzbetreibern, deren Netze eine hohe PV-Einspeisung aufweisen, geben diese an, dass die größte und am häufigsten auftretende Herausforderung im Zusammenhang mit der zunehmenden Einspeisung aus PV-Anlagen, die Einhaltung des Spannungsbandes darstellt. Die Verteilnetzbetreiber geben

²⁴ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 139-140

²⁵ Agricola et al. (2012), S. 2

²⁶ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 149

²⁷ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 7 16

²⁸ Vgl. Agricola et al. (2012), S. 149

weiterhin an, dass Probleme mit Überlastungen von Betriebsmitteln bisher kaum aufgetreten sind, und schätzen die zukünftige Bedeutung dieser Herausforderung eher als gering ein. Auch Probleme mit Netzschutzeinrichtungen durch Leistungsflüsse in wechselnde Richtungen treten selten und in geringem Maße auf.“²⁹

Studien, die die maximale Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen analysieren, zeigen auf, dass zwischen Netzen mit einer hohen Aufnahmefähigkeit für erneuerbare Energien und mit einer niedrigen Aufnahmefähigkeit unterschieden werden kann.³⁰ Das begrenzende Kriterium ist zunächst das 3%-Spannungskriterium. Bei Verletzungen des 10%-Spannungsbandes werden in vielen Fällen auch die thermischen Belastungsgrenzwerte von Transformatoren und Leitungen erreicht.³¹ Bei Netzen mit einer hohen Aufnahmefähigkeit kann fast das gesamte Potenzial an PV-Anlagen realisiert werden. Netzüberlastungen sind nicht zu erwarten. Bei Netzen mit niedriger Aufnahmefähigkeit ist es nicht möglich, das gesamte PV-Potential zu realisieren. Bei Voranschreitung des Ausbaus ist mit Netzüberlastungen und Verletzungen des Spannungsbandes in diesen Netzen zu rechnen, falls kein Netzausbau oder ein Einsatz von Alternativmaßnahmen stattfindet.³² Eine weite geographische Ausdehnung und eine geringe Stromnachfrage sind charakteristisch für kritische Netze.³³ Dieser Zusammenhang wird in mehreren Studien identifiziert. Ländliche Netze fallen beispielsweise darunter. Betrachtet man die in Kerber (2011) festgelegten Netztypen, so fallen das Landnetz, das Dorfnetz sowie das Vorstadtnetz in die Kategorie kritische Netztypen.³⁴ Eine Konzentration von PV-Anlagen in einem Gebiet führt ebenfalls dazu, dass die Einspeisungen aus diesen Anlagen das Netz stärker beeinflussen. Im Bundesgebiet liegen diese Gebiete im Süden und in Nordrhein-Westfalen.³⁵

„Betrachtet man die Investitionen von Verteilnetzbetreibern in den Netzausbau und in Netzerweiterungen, so haben diese in den letzten Jahren zugenommen.

²⁹ Mohring (2012), S. 32 basierend auf Roland Berger (2010), S. 16

³⁰ Vgl. Kerber (2011), S. 33

³¹ Vgl. Witzmann et al. (2010), S. 2

³² Vgl. Kerber (2011), S. 33

³³ Vgl. Bodach (2006), S. 15

³⁴ Vgl. Kerber (2011), S. 33

³⁵ Vgl. von Oehsen et al. (2011), S. 24

Auch die Anzahl der Verteilnetzbetreiber, die Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Verstärkung oder zum Ausbau durchführen, vergrößerte sich. Bei den Maßnahmen zur Netzoptimierung handelt es sich u. a. um den Bau von Parallelsystemen oder die Erhöhung der Leistung von Transformatoren.³⁶ Dies zeigt, dass ein Teil der Netze an den Grenzen seiner Aufnahmefähigkeit angelangt ist.“³⁷

Ein weiterer Hinweis auf die Überlastung von Netzen liefert eine Übersicht der Einsätze des Einspeisemanagements. Diese sind in den letzten Jahren angestiegen. Bisher beschränkte sich das Einspeisemanagement auf die Hochspannungs- und Höchstspannungsebene. Dies resultiert vor allem daher, dass die kleineren PV-Anlagen unter 100 kW erst seit letztem Jahr für das Einspeisemanagement ausgerüstet werden müssen. Die bisherige Regelung sah nur eine Abregelung von Anlagen ab 100 kW vor.³⁸ Bisher wird vor allem bei zu hoher Windstromeinspeisung in den nördlichen Teilen Deutschlands abgeregelt.³⁹ Die zukünftigen Daten über Einsätze von Einspeisemanagement in Niederspannungsnetzen können eine Auskunft über Netzüberlastungen geben.

Bezüglich eines Speichereinsatzes geben die in der Roland Berger Studie befragten Verteilnetzbetreiber an, dass sie Speicher als eine wirkungsvolle Maßnahme einschätzen, um das Netz zu entlasten. Die Wahrscheinlichkeit einer tatsächlichen Installation in ihrem Netz wird jedoch als gering angegeben. Die Herausforderung für den Einsatz im Verteilnetz liegt darin, dass die Wirtschaftlichkeit für die Speichertechnologien für diesen Anwendungsfall noch nicht gegeben ist. Um diese zu erreichen, wird von einer längeren Entwicklungszeit ausgegangen.⁴⁰ Ein weiteres Problem liegt darin, dass Netzbetreiber keine Speicherbetreiber sein können. Hier müssten entsprechende Regelungen geändert werden.⁴¹

Dass Speicher eine grundsätzliche Möglichkeit zur Entlastung von Niederspannungsnetzen sind, zeigen zwei Pilotprojekte, die den Speichereinsatz in der Praxis testen. Die IBC Solar AG installierte zusammen mit den Stadtwerken von Neustadt einen Ortsnetzspeicher in Fechheim. Der Ein- und Ausspeicherung

³⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 24-25

³⁷ Mohring (2012), S. 33

³⁸ Vgl. EEG (2008), § 6

³⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 27-28

⁴⁰ Vgl. Roland Berger (2010), S. 16

⁴¹ Vgl. Roland Berger (2010), S. 16

erfolgt anhand eines im Vorfeld berechneten Schwellenwerts, der im Rahmen des Projekts auf seine Eignung getestet wird. Es handelt sich um einen netzgeführten Einsatz, durch den das Netz stabilisiert und ein Netzausbau vermieden werden soll. Die Kapazität des Batteriespeichers beträgt 200 kWh.⁴² „Spitzenpeicher Nr. 1“ ist der Name eines Pilotprojekts der Kooperationspartner Varta und der EnBW ODR AG. Über eine Projektlaufzeit von zwei Jahren wird eine Lithium-Ionen-Batterie mit einer Speicherkapazität von 60 kWh in einem Niederspannungsnetz zur Spannungshaltung eingesetzt.⁴³

3 Modellierung und Simulation des Niederspannungsreferenznetzes

3.1 Modellierung

Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Batteriespeicher wird die Speicherkapazität und Speicherleistung aus der Simulation eines Niederspannungsreferenznetzes unter der Analyse des Speicherbedarfs ermittelt. Im Rahmen dieses Beitrags wird ein Speicherbedarf als gegeben angesehen, „wenn die Leistungsflüsse aufgrund vermehrter Einspeisung erneuerbarer Energien dazu führen, dass die Grenzwerte der Betriebsmittel oder die Grenzwerte des Spannungsbands verletzt werden“.⁴⁴ Für die Modellierung und Simulation wird ein Niederspannungsreferenznetz aus der Dissertation von Kerber (2011) ausgewählt. Dabei handelt es sich um das Landnetz 2, welches in Abbildung 3-1 dargestellt ist. Die Auswahl dieses Netztyps erfolgt, da das ländliche Netz als besonders kritisch in Hinblick auf zusätzliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien gesehen werden kann, vgl. Kapitel 2. Die Vorgehensweise bei der Modellierung erfolgt in Anlehnung an Meyer (2011) und mit Hilfe der Software SimPowerSystems.

⁴² Vgl. IBC Solar (2012)

⁴³ Vgl. VARTA Microbattery GmbH (2012) und Email vom 26.09.2012 mit VARTA Marketing

⁴⁴ Mohring (2012), S. 55

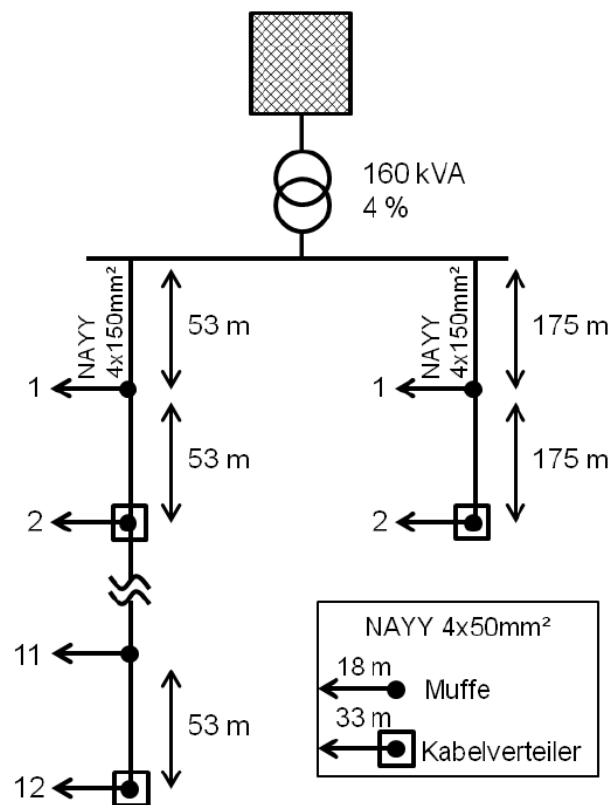


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung des Referenznetzes Landnetz Kabel 245

Die Anzahl und Art der Verbraucher sind im Niederspannungsreferenznetz mit fünf Haushalten und neun Landwirtschaften vorgegeben. Das dynamische Verhalten der Verbraucher wird über ihre Lastkurven abgebildet, die über Excel-Dateien in das Modell eingelesen werden. „Für die Haushalte werden stündlich gemessene Werte aus einer Region in Süddeutschland aus dem Zeitraum 01.12.2009 bis 30.11.2010 eingelesen. Jeder Haushalt wird durch ein eigenes Profil abgebildet.“⁴⁶ Die Messwerte stammen aus einem Projekt,⁴⁷ bei dem das Fraunhofer ISI beteiligt war. Die Modellierung der landwirtschaftlichen Verbraucher erfolgt mit Hilfe der VDEW Standardlastprofile für Landwirtschaften L1 und L2, die in viertelstündlicher Auflösung vorliegen. Der Anteil von 30 % Milchviehbetrieben an allen landwirtschaftlichen Betrieben im Jahre 2010 wird auch für

⁴⁵ Vgl. Kerber (2011), S. 130

⁴⁶ Mohring (2012), S. 68

⁴⁷ Intelliekon – Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsyste (2011)

das Referenznetz übernommen.⁴⁸ So werden drei Landwirtschaften mit L1 abgebildet und die restlichen Betriebe mit L2. Mit einem Verbrauch pro Kuh von 400 kWh/a und einem Gesamtverbrauch der Landwirtschaften im Jahre 2010 von 8,7 TWh ergibt sich ein durchschnittlicher Verbrauch eines Milchviehbetriebs von 18.559 kWh/a. Für den durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch der restlichen Betriebe ergeben sich 33.596 kWh.^{49 50}

Jedem Verbraucher wird eine PV-Anlage zugeordnet, die als negative Last im Modell abgebildet wird. Die Einspeisezeitreihen für das Jahr 2009 stammen aus dem ISI PV Europe Modell⁵¹ Szenario Standard und für das Jahr 2010 von der EEX-Transparenzplattform.⁵² Die Skalierung der Zeitreihen erfolgt mit Hilfe der Jahreserzeugung, die über die Volllaststunden (900 h/a) und die Wechselrichterleistung je Anschluss berechnet wird.⁵³ Die Wechselrichterleistung für Haushalte liegt bei 12,3 kWp je Hausanschluss. Bei den Landwirtschaften verfügen die einzelnen Wechselrichter über eine Leistung von 27 kWp.⁵⁴

3.2 Netzbelastung

In der Netzsimulation wird ein Zeitraum von einem Jahr simuliert. Zu einer Abschätzung der Speichergrößen, d. h. Speicherleistung und Speicherkapazität, werden verschiedene Netzbelastungen analysiert und ausgewertet. Tritt eine häufige Verletzung der Grenzwerte auf, wird ein Speicher dimensioniert, der die überschüssige Energie aufnimmt und später bei Bedarf wieder abgibt.⁵⁵ Folgende Kriterien werden betrachtet:

- Rückflüsse ins Mittelspannungsnetz
- Verletzung des 3-%-Kriteriums
- Verletzung des 10-%-Kriteriums

48 Vgl. Statistisches Bundesamt (2012), S. 17-62

49 Vgl. AEL (2012)

50 Vgl. BMWI (2012), S. 21

51 Schubert (2012)

52 Vgl. EEX (2012)

53 Vgl. Wirth (2012), S. 28

54 Vgl. Kerber (2011), S. 51

55 Vgl. Mohring (2012), S. 77

- Belastungen der Leitungen
- Belastungen der Transformatoren.

Durch die stündliche Auflösung der Daten finden kurzzeitige Schwankungen im Minuten- oder Sekundenbereich keine Berücksichtigung. Die Auswertungen ergeben, dass es im untersuchten Referenznetz zu Rückflüssen ins Mittelspannungsnetz kommt. Der höchste Rückfluss mit 171,69 kW tritt am Tag mit der höchsten Einspeisung auf. Insgesamt treten an 1.730 Stunden im Jahr Rückflüsse auf, die im Mittel 56 kW betragen. Rückflüsse, die die Transformatorleistung übersteigen treten jedoch sehr selten auf.⁵⁶

Die Auswertung der Spannung an den einzelnen Anschlusspunkten der Verbraucher am Netzstrahl ergibt, dass das 3-%-Kriterium an keinem der Anschlusspunkte, bis auf Hausanschluss 1, eingehalten werden kann. Die Häufigkeit und Höhe der Überschreitung ist von der Lage des Anschlusspunktes abhängig und nimmt zum Strahlenende hin zu. Die höchste Spannungsänderung tritt im betrachteten Referenznetz an Hausanschluss 14 auf. Der Spannungsverlauf an Hausanschluss 14 am Tag der höchsten Einspeisung ist beispielhaft in Abbildung 3-2 dargestellt. Der Spannungsverlauf ohne PV-Anlagen ist zum Vergleich im Diagramm ebenfalls aufgetragen.⁵⁷

Die Überprüfung der Einhaltung des 10-%-Kriteriums gemäß DIN EN 50160 im Jahresverlauf ergibt, dass sich die Spannung an den verschiedenen Hausanschlüssen weitgehend im zulässigen Bereich bewegt. Nur am Tag der höchsten Einspeisung kommt es an Hausanschluss 14 zu einer leichten Überschreitung des 10-%-Spannungsbandes. Zu einer Belastung des Transformators über der Nennscheinleistung kommt es in 278 Minuten im Jahr. Die höchste Belastung beträgt 172 kVA. Die Überlastung fällt damit sehr gering aus und kann je nach Umgebungsbedingungen im Betrieb zulässig sein. Im betrachteten Referenznetz liegen die Werte für die Betriebsströme weit unterhalb der zulässigen Grenzströme der einzelnen Kabelquerschnitte, die Kabel werden somit nicht überlastet.⁵⁸ Im untersuchten Niederspannungsnetz kommt es nur zu wenigen Überlastungen und Grenzwertverletzungen im Jahresverlauf. Im folgenden Abschnitt wird für diese Fälle ein Speichereinsatz untersucht.

⁵⁶ Vgl. Mohring (2012), S. 79

⁵⁷ Vgl. Mohring (2012), S. 80

⁵⁸ Vgl. Mohring (2012), S. 83-85

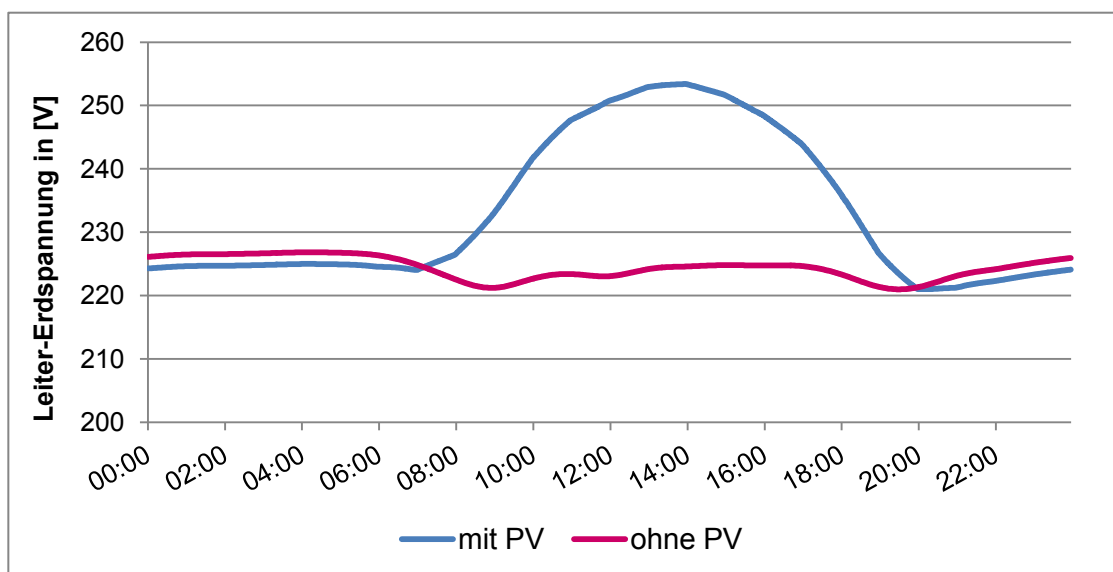


Abbildung 3-2: Spannungsverlauf am Tag der höchsten Einspeisung an Hausanschluss 14⁵⁹

Bei der Auslegung des Speichers kann die komplette überschüssige Energiemenge berücksichtigt werden, sodass keine Rückflüsse ins Mittelspannungsnetz stattfinden, oder es kann so viel eingespeichert werden, dass es zu keiner Verletzung der Belastungs- und Spannungsgrenzwerte kommt. Im letzteren Fall wird der Speicher geringer dimensioniert werden, was einen positiven Effekt auf die Investition des Speichers hat.

Aufgrund der Auflösung der Daten wird die Annahme getroffen, dass der Speicher tagsüber zu Stunden hoher Einspeisung aus den PV-Anlagen einspeichert und nachts ausspeichert. Der Speicher wird als zusätzliche Last im Modell abgebildet, die sowohl Energie aufnehmen als auch abgeben kann. Drei Fälle möglicher Speichertechnologien werden betrachtet: die Bleisäure-Batterie, die Lithium-Ionen-Batterie sowie die Nickel-Metallhydrid-Batterie. Die Parameter der einzelnen Technologien, die in die Speicherdimensionierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung einfließen, sind in Tabelle 3-1 dargestellt. Der Anschluss des Speichers erfolgt in der Mitte des Netzes am längeren der beiden Stränge.⁶⁰

⁵⁹ Vgl. Mohring (2012), S. 81

⁶⁰ Vgl. Mohring (2012), S. 88

Tabelle 3-1: Übersicht Speicherparameter verschiedener Speichertechnologien⁶¹

Parameter	Blei-Säure ⁶²	Lithium-Ionen ⁶³	Nickel-Metallhydrid ⁶⁴
Energiedichte	25 - 40 Wh/kg (gravimetrisch) 75 Wh/l (volumetrisch)	150 Wh/kg (gravimetrisch)	60-80 Wh/kg (gravimetrisch)
Zykluswirkungsgrad	80 – 90 %	90 – 95 %	70 %
Zyklenzahl (80 % Entladetiefe)	2.000	3.000	1.000
Spezifische Investitionen	150 – 350 €/kWh	500 – 1.000 €/kWh	700 €/kWh

Vier unterschiedliche Szenarien für die Auslegung der Speicher werden betrachtet. In Szenario 1 (S1) wird der Speicher so dimensioniert, dass er die gesamten Rückflüsse ins Mittelspannungsnetz aufnehmen kann. In Szenario 2 (S2) wird der Speicher für eine Energiemenge ausgelegt, die zu einer Verletzung des 10%-Spannungsbandes führen würde. Bei Betrachtung des 10%-Spannungskriteriums liegt die Annahme zugrunde, dass am MS/NS-Transformator Nennspannung anliegt. Durch Schwankungen im Mittelspannungsnetz kann es jedoch zu Abweichungen dieser Spannung von der Nennspannung kommen. Im Niederspannungsnetz steht dann nicht mehr das komplette Spannungsband von $\pm 10\%$ zur Verfügung. Schwankungen im Mittelspannungsnetz werden durch die Annahme einer maximalen Abweichung im Niederspannungsnetz von 3% von der Nennspannung berücksichtigt. Dieser Fall wird in Szenario 3 (S3) abgebildet, indem der Speicher die Energiemenge aufnimmt, die zu einer Verletzung des 3%-Kriteriums führt. Im vierten Szenario (S4) erfolgt die Auslegung des Speichers unter Einhaltung des 3%-Spannungskriteriums aus der VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4105. Der Unterschied zu Szenario 3 besteht darin, dass sich die 3%-Abweichung auf die Spannung bezieht, die sich ohne PV-Einspeisung im Netz einstellen würde. Die Ausspeicherleistung wird so vorgegeben, dass die einzelnen Kriterien der Szenarien eingehalten

⁶¹ Vgl. Darstellung Mohring (2012), S. 53

⁶² Vgl. Sauer (2006), S. 23; Wietschel et al. (2010), S. 562

⁶³ Vgl. Sauer (2006), S. 24/25; Wietschel et al. (2010), S. 582-583

⁶⁴ Vgl. Sauer (2006), S. 25; Rummich (2009), S. 158; Reddy (2010), S. 15.11

werden und der Speicher am Folgetag mit seiner kompletten Speicherkapazität wieder zur Verfügung steht. Ist es nicht möglich, den Speicher unter Einhaltung der Grenzwerte komplett zu entleeren, wird er entsprechend größer dimensioniert.⁶⁵

Für die Bestimmung der Speicherkapazität der drei betrachteten Technologien werden die Entladetiefe und die Ein- und Ausspeicherungswirkungsgrade einbezogen. Es ergeben sich die in Abbildung 3-3 dargestellten Speicherkapazitäten. Es ist zu beachten, dass aufgrund der Vorgabe von Ein- und Ausspeicherungswirkungsgrade diese Werte nur als grobe Abschätzung zu sehen sind. Genauere Werte erhält man über die Implementierung eines Regelkreises im Simulationsmodell, der eine exakte Steuerung des Speichers ermöglicht.⁶⁶

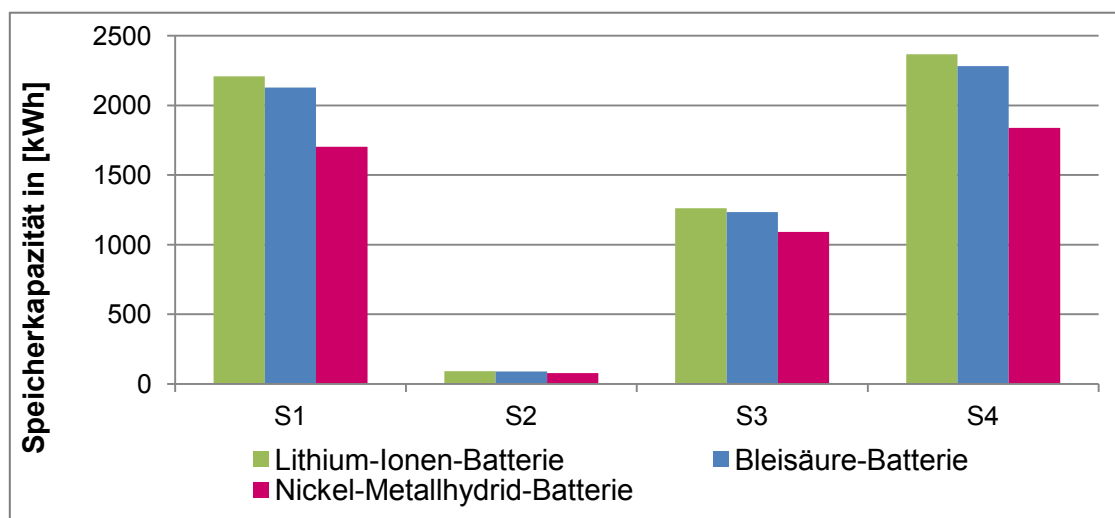


Abbildung 3-3: Speicherkapazitäten der verschiedenen Batterietechnologien in den einzelnen Szenarien⁶⁷

⁶⁵ Vgl. Mohring (2012), S. 89

⁶⁶ Vgl. Mohring (2012), S. 92

⁶⁷ Vgl. Mohring (2012), S. 93

3.3 Wirtschaftlichkeit

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Speichertechnologie wird die Annuitätenmethode verwendet. Im Rahmen der Diplomarbeit gilt eine Speichertechnologie als wirtschaftlich, wenn ihre Annuität kleiner als die des Netzausbaus ist. Da die Auswertungen ergeben, dass es zu Grenzwertverletzung bzgl. der Spannung im untersuchten Niederspannungsnetz kommt, könnten diese durch Netzausbau vermieden werden. Der ermittelte Ausbau des Netzes führt zur gleichen spannungssenkenden Wirkung wie der Einsatz des Speichers. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird das Szenario S3 ausgewählt, da für dieses Szenario ein Speichereinsatz am wahrscheinlichsten ist.

Im bisherigen Stromversorgungssystem sind hauptsächlich Pumpspeicherkraftwerke integriert. Diese speichern den Strom in Schwachlastzeiten zu einem niedrigen Preis ein und in Spitzenlastzeiten zu einem hohen Preis wieder aus. Ob sich dieses Prinzip direkt auf Stromspeicher im Niederspannungsnetz übertragen lässt, ist ungewiss, da nicht klar ist, wie sich die Verläufe der Strompreise an der Strombörse entwickeln und ob zu Zeiten hoher Netzbelastung im Niederspannungsnetz niedrige Strompreise an der Strombörse vorliegen. Da eine Abschätzung der Verläufe der Strompreise in Zukunft mit steigender Einspeisung der erneuerbaren Energien den Rahmen der Arbeit übersteigt, wird die Annahme eines zahlungsneutralen Einsatzes des Speichers getroffen, d. . für den Strombezug fallen keine Kosten an und ebenso entfällt die Vergütung bei Einspeisung.⁶⁸

In die Wirtschaftlichkeitsberechnung gehen die spezifischen Investitionen der Speichertechnologien, die spezifische Investition des Wechselrichters sowie ein Aufschlag für die Peripherie und im Vergleich dazu die Investition des Netzausbaus ein. Da die Angaben in der Literatur für die spezifischen Investitionen der einzelnen Speichertechnologien sehr unterschiedlich ausfallen, wird ein Szenario mit hohen und ein Szenario mit niedrigen spezifischen Investitionen betrachtet. Des Weiteren wird von einem Zyklus pro Tag für den Speicher ausgegangen, h. tagsüber zu Zeiten hoher PV-Einspeisung findet bei Bedarf eine Einspeicherung statt, nachts erfolgt die Ausspeicherung unter Einhaltung der Grenzwerte. Der Netzausbau umfasst einen Austausch des vorhandenen Transformators mit einem 400 kVA-Transformator und die Verstärkung der vorhandenen Leitung durch Parallelverlegung und Einsatz größerer Kabeldurch-

⁶⁸ Vgl. Mohring (2012), S. 94/95

messer.⁶⁹ Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung der verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 3-4 dargestellt.

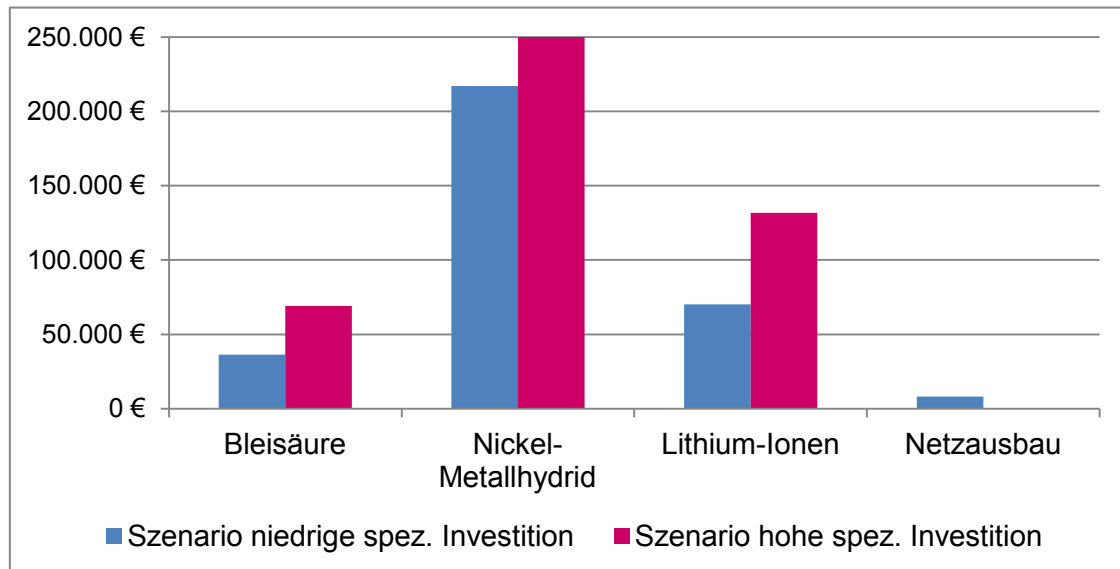


Abbildung 3-4: Gegenüberstellung der berechneten Annuitäten⁷⁰

Aus Abbildung 3-4 ist zu erkennen, dass selbst im Szenario mit niedrigen spezifischen Investitionen die Annuität des Netzausbaus deutlich geringer ist als die der billigsten Batterietechnologie. Ein wirtschaftlicher Einsatz im untersuchten Niederspannungsnetz ist somit in keinem Fall gegeben.⁷¹

⁶⁹ Vgl. Mohring (2012), S. 95–97

⁷⁰ Vgl. Mohring (2012), S. 98

⁷¹ Vgl. Mohring (2012), S. 98

4 Schlussfolgerung

Die Auswertungen der Studien sowie das modellierte Fallbeispiel zeigen, dass es durch die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien im Verteilnetz zu Überlastungssituationen und Spannungshaltungsproblemen kommen kann. Die Anfälligkeit hierfür ist stark von der Netzstruktur und der angeschlossenen Last abhängig. Als besonders kritisch werden Netze mit einer großen geographischen Ausdehnung und einer geringen Nachfrage eingestuft, beispielsweise ländliche Netze. Als größte zukünftige Herausforderung wird die Spannungshaltung eingeschätzt. Auch im modellierten Niederspannungsreferenznetz ist die Einhaltung der Spannung das wesentliche Kriterium, dessen Grenzwertverletzung als erstes eintritt. Die maximale Transformatorrückspeisung liegt nur leicht über der Nennscheinleistung. Eine Überschreitung des Grenzbetriebsstroms der Kabel tritt nicht auf.

Die Simulation zeigt, dass Speicher wirkungsvoll zu einer Reduzierung der Spannung eingesetzt werden können. Unter den gegebenen Bedingungen im untersuchten Niederspannungsnetz und mit den Annahmen zu den Speichertechnologien ergibt sich jedoch als Schlussfolgerung, dass für diesen Fall ein Einsatz von Batteriespeichern keine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau bietet.

In der Diplomarbeit wird nur ein Niederspannungsreferenznetztyp untersucht, so dass die getroffenen Aussagen bezüglich der Simulation und Auslegung der Speicher nur für diesen Fall gelten. Da Niederspannungsnetze vielfältige Strukturen aufweisen, ist die Ermittlung eines Speicherbedarfs für den Einzelfall zu prüfen. Auch die Auslegung sollte für den Einzelfall erfolgen. Weiterhin ist am Modell kritisch anzumerken, dass die im Modell verwendeten Datenreihen in stündlicher Auflösung vorliegen. Für klare Tage ohne Bewölkung kann angenommen werden, dass die Einspeisezeitreihen die Realität hinreichend abbilden. Kurzzeitige Schwankungen der Einspeisung, beispielsweise durch Wolkenzug, werden im Modell hingegen nicht abgebildet. Um ein genaueres Abbild des Netzverhaltens zu bekommen, müssen bei weiteren Untersuchungen Datenreihen mit einer höheren Auflösung verwendet werden. Auch die Vorgabe der Ein- und Ausspeicherung des Batteriespeichers über ein Lastmodell ist kritisch anzusehen und liefert nur eine Abschätzung der Dimensionierung der Speicher. Um eine optimale Steuerung des Speichereinsatzes zu ermöglichen, muss dieser über einen Regelkreis in das Modell eingebunden werden.

Ein weiterer kritischer Punkt der Arbeit ist die Annahme des zahlungsneutralen Speichereinsatzes. Diese Annahme wird gewählt, da es bislang an politischen Rahmenbedingungen fehlt, die einem Netzbetreiber einen Speichereinsatz zur Entlastung seines Niederspannungsnetzes ermöglichen. Des Weiteren ist ungeklärt, wer sonst als potenzieller Speicherbetreiber in Frage kommt und wie eine entsprechende Vergütung bzw. ein Anreiz aussehen kann. In zukünftigen Betrachtungen sollten verschiedene Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung verschiedener politischer Rahmenbedingungen entwickelt werden und die Wirtschaftlichkeit dieser untersucht werden. Hier kann zum Beispiel auch ein multifunktionaler Speichereinsatz untersucht werden. Dies bedeutet, dass der Speicher, wenn er nicht für die Entlastung des Netzes benötigt wird, beispielsweise an einem bedeckten Tag, seine Leistung am Regelenenergiemarkt anbieten kann. Neben der Entwicklung verschiedener Geschäftsmodelle besteht ein weiterer Forschungsbedarf in der Erhebung der Auswirkung der zunehmenden Einspeisung in Verteilnetzen deutschlandweit. Da hier Studien fehlen, könnte eine systematische Befragung von Verteilnetzbetreibern zu den Zuständen ihres Netzes Aufschluss über den Gesamtzustand des deutschen Verteilnetzes geben.⁷²

⁷² Vgl. Mohring (2012), S. 106–110

Literaturverzeichnis

- AEL (2012): AEL | Strom Tipps für Landwirte. [online] http://www.ael-online.de/inhalt/fachinfo/strom_tipps_01.php?id=1 (Zugriff: 07.07.2012).
- Agricola, A.-C., Höflich, B., Richard, P., Völker, J., Rehtanz, C., Greve, M. et al. (2012): *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin, dena.
- BMWI (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- BMWI (2012): *Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung*, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Bodach, M. (2006): *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*, Dissertation Technische Universität Chemnitz.
- Bundesministerium der Justiz (2005): *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621)*, das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist.
- Bundesnetzagentur (2012): *Genehmigung Szenariorahmen 2013*, Bonn, Bundesnetzagentur.
- Bundesnetzagentur (2011): *Monitoringbericht 2011*, Bonn. [online] (Zugriff: 10.05.2012).
- DKE (2011): *DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010*.
- DKE (2012): Eintrag E-Energy Glossar - Verteilungsnetz. *E-Energy Glossar*. [online] <https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/Verteilungsnetz.aspx> (Zugriff: 18.09.2012).
- EEG (2008): *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)*, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.
- EEX (2012): *Transparency in Energy Markets - Tatsächliche Produktion Solar*. [online] http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar (Zugriff: 10.08.2012).
- EnergyMap (2012): *EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE. Daten Download*. [online] <http://www.energymap.info/> (Zugriff: 5.06.2012).
- Geier, S. (2012): *Netzstabilisierung im Niederspannungsnetz am Beispiel eines Ortsnetzspeichers in Laxenburg*. [online] <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id6884> (Zugriff: 15.02.2013).

- Heuck, K., Dettmann, K.-D. und Schulz, D. (2007): *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, Vieweg+Teubner Verlag.
- IBC Solar (2012): Pressemitteilung - IBC SOLAR AG liefert ersten Stromspeicher für Stadtwerke. [online] <http://www.ibc-solar.de/pressedetail+M5943cee137f.html> (Zugriff: 25.08.2012).
- Intellekon - *Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme* (2011): Freiburg, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Institut für sozial-ökologische Forschung (ISOE) GmbH, Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI), EVB Energy solutions, Stadtwerke Kaiserslautern, SWK SETEC GmbH, Stadtwerke Münster GmbH, Stadtwerke Hassfurt GmbH, swb Messung und Abrechnung GmbH, Linz Strom GmbH für Energieerzeugung, -Handel, -Dienstleistungleistungen und Telekommunikation, Energieversorgung Oelde EVO, Stadwerke Schwerte GmbH, SVO Energie GmbH, Goethe Universität Frankfurt am Main.
- Kerber, G. (2011): *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, Dissertation Technische Universität München.
- Mohring, A. (2012): *Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz - Diplomarbeit* Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. Auf Anfrage bei den Autoren erhältlich.
- Von Oehsen, A., Saint-Drenan, Y.-M., Stetz, T. und Braun, M. (2011): *Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung*, Kassel, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).
- Reddy, T. (2010): *Linden's Handbook of Batteries, 4th Edition*, McGraw-Hill Professional.
- Roland Berger (2010): *Auswirkungen des Photovoltaik-Ausbaus auf die Verteilernetze - Studie von Roland Berger Strategy Consultants – Zusammenfassung der Ergebnisse*. [online] <http://www.solarwirtschaft.de/pressemediathek/presse-meldungen/presse-meldungen-im-detail/news/stromnetze-koennen-solarausbau-gut-verkraften-1.html> (Zugriff: 9.08.2012).
- Rummich, E. (2009): *Energiespeicher Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen; mit 22 Tabellen*, Renningen, expert-Verl.
- Sauer, D. U. (2006): *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*. *Solarzeitalter*, (4/2006), S.12 – 34.
- Schubert, G. (2012): *Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa in Graz/Austria*.
- Statistisches Bundesamt (2012): *Land- und Forstwirtschaft, Fischerei - Ausgewählte Zahlen der Landwirtschaftszählung/Agrarstrukturerhebung 2010*, Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.

- thüga (2010): Ausarbeitung zum Netzanschluss für Neu- und Bestandsanschlüsse. *thüga Energienetze GmbH*. [online] <http://www.thuega-energienetze.de/kundenpartner/installateure/strom.html> (Zugriff: 13.02.2013).
- VARTA Microbattery GmbH (2012): *Pressemitteilung „Spitzenspeicher Nr.1“*, [online] http://www.varta-microbattery.com/fileadmin/user_upload/downloads/news/PR20120119_VARTA_Spitzenspeicher_Nr.1_im_EnBW_ODR_Versorgungsnetz_de.pdf (Zugriff: 1.09.2012).
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2011): Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105.
- Weidner, E., Dötsch, C., Kanngieser, A., Wolf, D., Hartkopf, T., Schinz, S., et al. (2011): *Abschlussbericht Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie – Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien*, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; Technische Universität Darmstadt; EnBW Energie Baden-Württemberg AG.
- Welter, P. (2012): Herr Altmaier, so geht's! *Photon*, (10), S.14–34.
- Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., und Herkel, S. (2010): *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht*, Stuttgart, Fraunhofer Verlag.
- Wirth, H. (2012): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Freiburg, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Witzmann, R., Esslinger, P., Grass, N., Girstl, S., Keck, R., Adelman, A., et al. (2010): Netzstützung in Niederspannungsverteilnetzen durch intelligente Wechselrichter bei dezentraler Einspeisung in *VDE-Kongress 2010*. Leipzig, VDE-Verlag. [online] <http://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453304135.html>.



Autoren:

Alexandra Mohring, Julia Michaelis
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)
Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme

Kontakt: Brigitte Kallfaß

Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationforschung (Fraunhofer ISI)
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Tel.: 0721 / 6809-150
Fax: 0721 / 6809-272
E-Mail: brigitte.kallfass@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de

Karlsruhe 2013