

Potentialermittlung von Energiespeichern zur Stützung des elektrischen Verteilnetzbetriebes

Christian Klabunde, Christian Röhrig, Natalia Moskalenko

Institut für Elektrische Energiesysteme (IESY)
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Magdeburg, Deutschland
christian.klabunde@ovgu.de

Kurzfassung—In der vorliegenden Untersuchung werden Einsatzpotentiale von Energiespeichern der Klasse 30 MW im Verteilnetz näher betrachtet. Das Ziel dieser Untersuchung ist das Aufzeigen von Grenzen sowohl für den Speicher als auch für das elektrische Netz, wobei marktorientierte und netzorientierte Speicherkonzepte berücksichtigt und miteinander verglichen werden. Für die Untersuchung wurde ein 110 kV-Verteilnetzbereich modelliert. Nach der Modellierung unterschiedlicher Speichereinsatzmöglichkeiten und der Implementierung dieser in das modellierte Netz konnten die verschiedenen Speichermodelle hinsichtlich ihrer Einsatzzeiten und Auswirkungen auf das elektrische Netz miteinander verglichen werden.

Keywords: Energiespeicher, Verteilnetze, Netzbetrieb

I. EINLEITUNG

Die deutsche Energieversorgung befindet sich derzeit in einem signifikanten Wandel. Mit dem „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“ vom Jahr 2000 hat die Bundesregierung die Entwicklung zu einer nachhaltigen und zukunftssicheren Energieversorgung eingeleitet. Der seitdem stetige Anstieg der installierten Leistung an regenerativen Energien (kurz: EE-Leistung) stellt die systemverantwortlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber jedoch vor immer neue Herausforderungen. In der Vergangenheit war das Energieversorgungssystem verbraucherorientiert aufgebaut und der Einsatz der Erzeugungseinheiten und die gesamte Netztopologie wurden mit dem Ziel geplant, die Endverbraucher mit ausreichender Versorgungsqualität und –sicherheit zu versorgen. Die Folge dessen war ein vertikaler Lastfluss von der Höchstspannungsebene bis in die Niederspannungsebene. Mit dem dezentralen Ausbau der regenerativen Energien, deren Leistung zu 97,6 % im Verteilnetz angeschlossen ist (über installierte Leistung je Spannungsebene aus [1], [2], [3] und [4]), ändert sich diese Situation jedoch und es stellt sich immer öfter eine Umkehrung des vertikalen Lastflusses ein. Da die EE-Leistung die elektrische Last in vielen Regionen bei weitem übersteigt, hat diese Umkehrung des vertikalen Lastflusses zudem eine Überlastung von Betriebsmitteln zur Folge. Somit nehmen innerhalb dieses Wandels flexible und regelbare Kraftwerke eine besondere Bedeutung ein. Derzeit kann diese Flexibilität noch durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden. Mit der zunehmenden Durchdringung der Energieversorgung mit Erneuerbaren Energien reichen diese Potentiale jedoch nicht mehr aus, wodurch sich die Bedeutung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen weiter erhöht [5]. Hierzu

zählen Speicherkraftwerke, da diese sehr gut auf das fluktuierende Leistungsangebot reagieren können [5].

Bereits in [6], [7] werden die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern im elektrischen Netz vorgestellt, wobei zwischen verschiedenen netzdienlichen und marktwirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten unterschieden werden kann. Die gleichzeitige Erfüllung mehrerer Speichereinsatzstrategien und der damit verbundene wirtschaftlichere Einsatz werden dagegen in [8] genauer betrachtet. Zudem geben [6] und [9] einen sehr guten Überblick über vorhandene Speichertechnologien und deren Entwicklungsstand. Die meisten dieser Arbeiten haben gemein, dass der Fokus der Untersuchung auf verschiedenen Batteriespeichertechnologien liegt. Ein eher selten angesprochenes Thema sind dagegen Druckluftspeicher. In [10] wird diese Technologie bereits thematisiert, jedoch konzentriert sich diese Arbeit vor allem auf den Ausgleich von volatiler Windeinspeisung. Daher soll dieses Paper einen Überblick über die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern, am Beispiel von Druckluftspeichern, geben.

II. ERMITTLUNG EINES GENERISCHEN VERTEILNETZMODELLS

A. Selektion einer Verteilnetzregion

Zur optimalen Beurteilung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf den elektrischen Netzbetrieb war die Erstellung eines 110 kV-Verteilnetzmodells notwendig, das im Anschluss einem bereits vorhandenen generischen Übertragungsnetzmodell einer Regelzone unterlagert wird. Diese Netztopologie musste im Hinblick auf die verwendete Speichertechnologie und die Aussagekraft der Untersuchungen unterschiedliche Voraussetzungen erfüllen. Zum einen benötigen Druckluftspeicher für Ihre Speicherkavernen große unterirdische Hohlräume, wofür sich Salzkavernen besonders gut eignen. Zum anderen ist es von Vorteil, wenn in der Region ein repräsentativer Anteil an elektrischer Last und an regenerativen Energien vorherrscht, damit ausgeschlossen werden kann, dass es sich bei dem betrachteten Netzbereich um einen Einzelfall handelt. Abbildung 1 zeigt daher den Anteil der EE-Leistung je Einwohner für alle Landkreise der betrachteten Regelzone, wobei sich eine relativ weite Streuung ergibt. Ein möglicher Landkreis, der Integrationsmöglichkeiten für den Speicher besitzt, liegt mit einer installierten Leistung von 3,98 kW/EW in einer Klasse, in der ca. 14 % aller betrachteten Landkreise liegen. Außerdem liegen insgesamt ca. 40 % aller Landkreise in Klas-

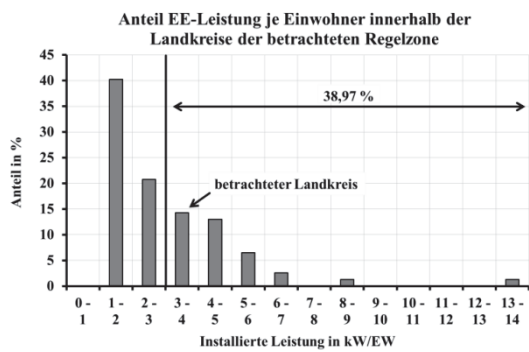


Abbildung 1: Anteil EE-Leistung je Einwohner

sen mit einer Leistung, die größer gleich der Leistung des gewählten Landkreises ist. Im Bereich der elektrischen Last fällt die Streuung dagegen sehr viel geringer aus und es ergibt sich eine Häufung im Bereich von 1,0 bis 1,4 kW/EW. Hier erreicht der selektierte Landkreis einen Wert von 1,29 kW/EW. Damit spiegelt dieser die allgemeine Situation innerhalb der Regelzone sehr gut wieder und die Region kann für die Modellierung des Referenznetzes verwendet werden.

B. Modellierung der Verteilnetzregion

Im Anschluss konnte das gesamte 110 kV-Verteilnetz in und um den betrachteten Landkreis bis zu den nächstgelegenen 380 kV/110 kV Umspannwerken modelliert werden. Die Modellierung bis zu diesen Umspannwerken führt zu einer Reduzierung der zusätzlichen Einflüsse von vertikalen Lastflüssen. Die gesamte Modellierung erfolgte anhand von Kartenmaterialien auf öffentlicher Basis. Um das elektrische Netz so genau wie möglich zu modellieren, wurden die 110 kV-Leitungsstrassen über verschiedene frei verfügbare digitale Landkarten (z. B. [11] und [12]) selektiert und im Anschluss in Google Earth genauer betrachtet, wodurch mögliche Einfach- und Doppelschleifungen definiert werden konnten. Bei sich ergebenden Unsicherheiten wurde bei der Verschaltung der einzelnen Umspannwerke darauf geachtet, dass das (n-1)-Kriterium zu lastintensiven Zeiten durchgängig erfüllt ist. Die konkrete Verschaltung in den Umspannwerken stellt dabei die größte Unschärfe dar. Darüber hinaus konnten für die Parametrierung der Freileitungen Standardparameter nach TABELLE I verwendet werden.

Im nächsten Schritt erfolgte die Zuordnung der elektrischen Last und der EE-Leistung auf die einzelnen Netzknoten. Hierzu wurden über die mittleren Abstände zwischen den Umspannwerken Einzugsgebiete für diese definiert. Im Anschluss konnten die PLZ- und Gemeindedaten für die EE-Leistung und elektrische Last diesen Gebieten anteilig zugeordnet werden. Darüber hinaus wurden an der Hochspannungsebene angeschlossene Wind- und PV-Parks sowie industrielle Verbraucher den entsprechenden Knoten direkt zugeordnet. Die Prognose für die Jahre 2024 und 2034 erfolgte im Bereich der regenerativen Energien auf Basis des Netzentwicklungsplans 2014 und für die elektrische Last über die demografische Entwicklung in

TABELLE I: STANDARDPARAMETER FÜR 110 kV-FREILEITUNGEN (243-AL1/39-ST1A) [13], [14]

U_N in kV	R_b' in Ω/km	X_b' in Ω/km	C_b' in nF/km	I_{max} in A
110	0,12	0,39	9	645

der Region. Dabei wurde von einer gleichmäßigen Verteilung auf alle Knoten ausgegangen.

Im letzten Schritt galt es Last- und Erzeugungszeitreihen zu generieren. Im Bereich der elektrischen Last kommt dabei das Standardlastprofilverfahren zum Einsatz. Im Bereich der Erzeugung aus regenerativen Energien wurden dagegen Zeitreihen des regionalen Klimamodells (kurz: REMO) des Max-Planck-Institutes für Meteorologie verwendet. Alle Zeitreihen liegen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor.

C. Generisches Verteilnetzmodell

Abbildung 2 zeigt das resultierende Verteilnetzmodell. Insgesamt ergeben sich in der Region fünf Übergabestellen zwischen der Höchstspannungs- und Hochspannungsebene. Zudem setzt sich das modellierte Netz aus 73 Freileitungen mit einer Gesamtlänge von 980 km und 53 Knoten zusammen. Außerdem ergeben sich aufgrund der vorhandenen Salzkavernen 3 mögliche Speicherstandorte.

Die Betrachtung der elektrischen Last und EE-Leistung zeigt, dass sich die heutige Situation bis in das Jahr 2034 noch weiter verschärft. So sinkt die elektrische Last von 780 MW auf 530 MW und die EE-Leistung steigt von 1721 MW auf 2865 MW. Daher ist im Jahr 2034 mit sehr hohen Leistungsexporten zu rechnen. Abbildung 3 verdeutlicht dies noch einmal über die Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der residualen Last. So steigt zum einen der Anteil im Bereich 0 MW, wodurch die Netzverluste von 3,71 % auf 2,99 % sinken. Zum anderen erhöhen sich jedoch der Anteil und die Höhe der negativen Residuallast. Dies führt zu zusätzlichen Leitungsüberlastungen im elektrischen Netz. Somit sind im Jahr 2034 aufgrund von zu hoher Einspeisung aus regenerativen Energien 30 Freileitungen überlastet, wobei Überlastungen zu 15,42 % des Jahres auftreten. Dem steht das Jahr 2014 mit 9 überlasteten Leitungen zu 8,6 % des Jahres gegenüber.

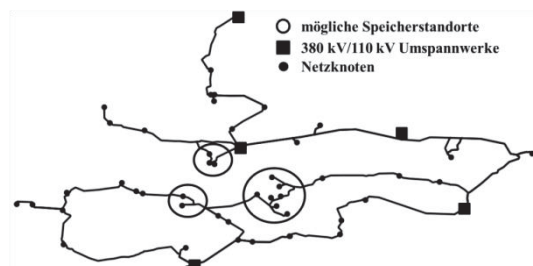


Abbildung 2: Struktur des generischen Verteilnetzmodells

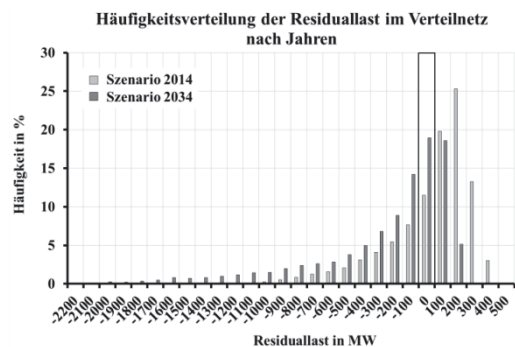


Abbildung 3: Residuallast der betrachteten Verteilnetzregion

III. MODELLIERUNG UNTERSCHIEDLICHER SPEICHEREINSATZSTRATEGIEN

Die allgemeine Erstellung der Speicherprofile erfolgt im ersten Schritt über die Definition unterschiedlicher Zielfunktionen, die von der Fahrweise bzw. dem Einsatzziel abhängen. Im zweiten Schritt können die technischen Restriktionen des Speichers auf die definierten Zielfunktionen angewendet werden, um so die resultierende Speicherzeitreihe zu erzeugen.

A. Marktgeführter Speicherbetrieb

Die für Anlagenbetreiber wichtigste Führungsstrategie eines Energiespeichers liegt in dem marktgeführten Speichereinsatz. Das Hauptziel des Speicherbetreibers liegt dabei in der Strompreisveredelung. Da es ohne umfangreiche Marktmodelle nicht möglich ist, die zukünftigen Strompreise zu prognostizieren, erfolgte die Führung des Speichers anhand der Residuallast der betrachteten Regelzone. Diese Methode kann verwendet werden, da sich Analogien zwischen dem Strompreis und der residualen Last ergeben [15].

Um nun das typische Verhalten der Strompreisveredelung nachzubilden, kann der Speicher anhand des gleitenden Mittelwertes $P_{\text{Res,mittel}}$ der residualen Last P_{Res} gefahren werden, der sich über (1) berechnen lässt.

$$P_{\text{Res,mittel}}(t) = \frac{1}{2 \cdot t_{\text{Fenster}} + 1} \sum_{m=t-t_{\text{Fenster}}}^{t+t_{\text{Fenster}}} P_{\text{Res}}(m) \quad (1)$$

- T ... aktueller Zeitpunkt in h
 t_{Fenster} ... Zeitfenster zur Mittelwertbildung in h (hier: 12 h)
 m ... Laufvariable für Summenbildung

Die Zielfunktion für den Speicher ergibt sich nun aus der Differenz zwischen der tatsächlichen Residuallast und dem gleitenden Mittelwert. Da der Speicher diese Zielfunktion nicht zu jedem Zeitpunkt erfüllen kann, erfolgt eine dynamische Anpassung der Grenze in Abhängigkeit von der bereitstellbaren und aufnehmbaren Energiemenge, wodurch der Speichereinsatz nur zu Spitzen- und Tieflastzeiten stattfindet. Abbildung 4 verdeutlicht dieses Prinzip. Übersteigt die Erzeugung aus regenerativen Energien dagegen die elektrische Last, sodass der residuale Lastgang negative Werte annimmt, speichert der Speicher so lange Energie ein, bis die maximale Speicherkapazität erreicht ist.

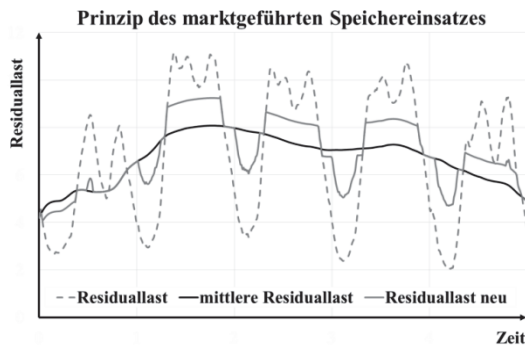


Abbildung 4: Prinzip des marktgeführten Speichereinsatzes

B. Lastvergleichsmäßigung

Eine weitere Möglichkeit für den Speichereinsatz ist die Lastvergleichsmäßigung an ausgewählten HS/MS-Transformatoren. Damit ergibt sich durch diesen Speichereinsatz die Möglichkeit zur Senkung des zu zahlenden Leistungspreises für Industriekunden mit hohen Leistungsschwankungen und für Stadtwerke mit einem hohen Anteil an regenerativen Energien. Die Erstellung der Sollkennlinie für diesen Speichereinsatz erfolgte dabei anhand der Residuallast an den entsprechenden Netzknoten. Diese wurde tagesweise aufgesplittet, sodass für jeden Tag der Leistungswert ermittelt wurde, für den sich die energetische Mitte des Tages ergibt. Damit konnte sichergestellt werden, dass die Kennlinie ideal geglättet wird und zudem die einzuspeichernde Energie E_{ein} und die auszuspeichernde Energie E_{aus} so groß sind, dass die Speicherkapazität bestmöglich ausgenutzt wird. Hierbei wurde der Wirkungsgrad η des Speichers bereits berücksichtigt, sodass gilt:

$$E_{\text{aus}} = \eta \cdot E_{\text{ein}} \quad (2)$$

Bei der Auslegung der Sollkennlinie musste zudem beachtet werden, dass der Speicher nur dann eingesetzt werden kann, wenn die Differenz zwischen Minimal- und Maximalleistung eines Tages größer ist als die technisch bedingte minimale Speicherleistung beim Laden und Entladen, da der Speichereinsatz sonst zu keiner Entlastung des Transformators führt.

C. Leitungsentlastung

Eine weitere Einsatzmöglichkeit für den Speicher ergibt sich in der Reduzierung der Strombelastung auf Freileitungen nahe dem Speicher, wodurch der Anteil an abzuschaltender EE-Leistung sinkt. Die Auslegung der Sollwertkennlinie erfolgte hierbei über den Wirkleistungsfluss auf einer oder mehrerer Leitungen. Unter Vernachlässigung des Blindleistungsflusses und unter Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors n für die $(n-1)$ -Sicherheit, lässt sich die maximal übertragbare Wirkleistung P_{max} einer Freileitung nach (3) über die Netz-nennspannung U_N und den thermischen Grenzstrom $I_{\text{th,grenz}}$ ermitteln.

$$P_{\text{max}} = \sqrt{3} \cdot n \cdot U_N \cdot I_{\text{th,grenz}} \quad (3)$$

Aufgrund des bereits vorhandenen Vermaschungsgrades im Verteilnetz und der Möglichkeit Freileitungen auch kurzfristig oberhalb des thermischen Grenzstromes zu belasten [16], kann für n ein Wert von 0,6 gewählt werden. Um bei der Speicher-auslegung trotzdem Auswirkungen des Blindleistungsflusses und die Effekte der Stromerhöhung aufgrund der Spannungssenkung im Einspeicherfall zu berücksichtigen, wurde n für die Auslegung des Speichers auf 0,5 gesetzt. Sobald der Lastfluss auf der zu entlastenden Leitung P_{max} überschreitet, kann durch das Einspeichern die Leitung entlastet werden. Ist die übertragene Wirkleistung dagegen kleiner, kann der Speicher wieder ausspeichern.

D. Spannungshaltung

Als letzte Speichereinsatzmöglichkeit wird der Einsatz zur Spannungshaltung an ausgewählten Netzknoten betrachtet. Hierzu wurde der Speicher anhand der P(U)-Kennlinie zwischen einem Knoten und einer benachbarten Freileitung gefahren. Somit bedingt diese Speicherführungsstrategie bereits

Messungen für diesen Knoten oder möglichst genaue Simulationsmodelle für die betrachtete Netzregion. Abbildung 5 zeigt eine typische P(U)-Kennlinie für einen Verteilnetzknoten. Aufgrund der bereits leicht vermaschten Netzstruktur und der vorhandenen Spannungsdynamik an den 380 kV/110 kV-Knoten, die aus dem modellierten Übertragungsnetz resultiert, ergibt sich hier kein konkreter funktionaler Zusammenhang zwischen der übertragenen Wirkleistung und der sich einstellenden Knotenspannung. Trotzdem ist in der Kennlinie ein Spannungsanstieg in Abhängigkeit von der übertragenen Wirkleistung erkennbar. Dieser Bereich konnte daher über eine lineare Funktion nachgebildet werden. Darüber hinaus sinkt bei zu hohen Leistungen die Spannung wieder. Dies lässt sich auf den Effekt der natürlichen Leistung zurückführen. Sobald der Großteil der Freileitungen im elektrischen Verteilnetz oberhalb der natürlichen Leistung betrieben wird, steigt der induktive Blindleistungsbedarf im Netz und die Spannung sinkt. Die natürliche Leistung P_{nat} einer Freileitung berechnet sich über die Netzennspannung U_N des Netzes sowie den Induktivitätsbelag L' und den Kapazitätsbelag C' nach (4) [16].

$$P_{\text{nat}} = \frac{U_N \cdot U_N}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \quad (4)$$

Bei den verwendeten Standardparametern ergibt sich so eine natürliche Leistung von 32 MW. Oberhalb dieser Leistung darf der Speicher trotz der geringen Spannung nicht ausspeichern, da dies den Effekt verstärken würde. Daher erfolgte eine Trennung der P(U)-Kennlinie in zwei Bereiche. Im ersten Bereich wurde der Speicher direkt anhand der linearen Funktion gefahren. Oberhalb der natürlichen Leistung speichert der Speicher dagegen ein, um so Leistung aus dem Netz zu nehmen. Da in dem Netzmodell die Vorgaben der DIN EN 50160 eingehalten werden, wurde der Speicher dazu verwendet, das Spannungsband an dem gewählten Netzknoten zu glätten, d. h. der Speicher wurde als Tagesspeicher gefahren.

E. Modulare Speicherstruktur

Bei der Erstellung der Speicherkennlinie mussten unterschiedliche Restriktionen des Speichers berücksichtigt werden, wobei für die späteren Simulationen ein Referenzspeicher mit vom Lehrstuhl vorgegebenen Werten verwendet wurde. Einen Überblick über diese Werte gibt TABELLE II. Die Besonderheit des betrachteten Energiespeichers ergibt sich hier in dem vorhandenen modularen Aufbau des Speichers. Um diese Modularisierung bei der Erzeugung der Speicherzeitreihe zu berücksichtigen wurden aus der Modulanzahl und den Mindestleistungen für Turbinen- und Verdichterbetrieb die möglichen Arbeitsbereiche des Speichers abgeleitet. Ist der anzufahrende Sollwert ein möglicher Arbeitspunkt des Speichers, wird dieser direkt angefahren. Ist dies dagegen nicht der Fall, fährt der Speicher den nächstgünstigeren Arbeitspunkt an. Dieser ergibt sich aus der Zielfunktion des Speichers. Wird der Speicher zur Leistungsentlastung eingesetzt, ist es am günstigen bei einem Entlastungsbedarf den Speicher bereits einzusetzen. Daher kann in diesem Fall der nächstgrößere Arbeitspunkt angefahren werden. Besteht das Ziel dagegen darin die vorgegebene Kennlinie trotz der Kaskadierung so gut wie möglich nachzubilden, fährt der Speicher den am nächsten gelegenen Arbeitspunkt an.

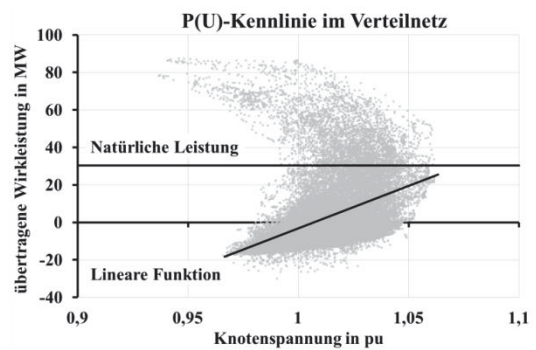


Abbildung 5: Beispiel für eine typische P(U)-Kennlinie im Verteilnetz

Darüber hinaus ist es notwendig, die Speicherkapazität beim Nachfahren der Sollfunktionen zu berücksichtigen. Hierbei ergeben sich zwei unterschiedliche Führungsstrategien für den Speicher. Bei der ersten Führungsstrategie fährt der Speicher die Sollwertkennlinie von Beginn an, so lange, bis die maximale oder minimale Speicherkapazität erreicht ist. Als zweite Möglichkeit ergibt sich die Spitzenlastglättung. Diese führt zu einer optimalen Ausnutzung der Speicherkapazität, bedingt im realen Speicherbetrieb jedoch zuverlässige Vorhersagen.

IV. SPEICHEREINSATZORT UND SZENARIEN

Für die Untersuchung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das elektrische Netz wurde die Betrachtung auf einen kleinen Teil des Netzes reduziert. In diesem Netzbereich existiert zum einen ein möglicher Integrationsort für den Speicher und zum anderen ist der Anteil regenerativer Energien in dieser Region sehr hoch, sodass sich sehr gute Möglichkeiten zur Leistungsentlastung und Lastvergleichsmäßigung ergeben. Abbildung 6 gibt einen Überblick über den selektierten Netzbereich. Im Normalfall erfolgte die Integration des Speichers am Knoten K03. Lediglich beim Einsatz zur Lastvergleichsmäßigung konnte dieser Speicherstandort nicht gewählt werden, weil die Tagesschwankungen der residualen Last an diesem Knoten zu gering für den verwendeten Referenzspeicher sind. Das Druckluftspeicherkraftwerk wurde über einen Transformator direkt an einer bestehenden Sammelschiene angeschlossen.

Im Rahmen der vorgestellten Einsatzmöglichkeiten eines Druckluftspeichers ergeben sich mehrere Simulationsszenarien. Im Bereich des marktwirtschaftlichen Speichereinsatzes wurden die Jahre 2014, 2024 und 2034 berücksichtigt, um so die Auswirkungen der regenerativen Energien auf den marktwirtschaftlichen Speichereinsatz zu ermitteln. Im Bereich des netzdienlichen Speicherbetriebes wurde dagegen für jede Speicher-

TABELLE II: PARAMETER DES REFERENZSPEICHERS

Parameter	Wert	Einheit
Turbinenleistung je Modul	10	MW
Mindestleistung Turbine	0,25	pu
Verdichterleistung je Modul	9	MW
Mindestleistung Verdichterbetrieb	0,9	pu
Anzahl der Module	3	Anzahl
Ausspeicherzeit	4	h
Wirkungsgrad	65	%

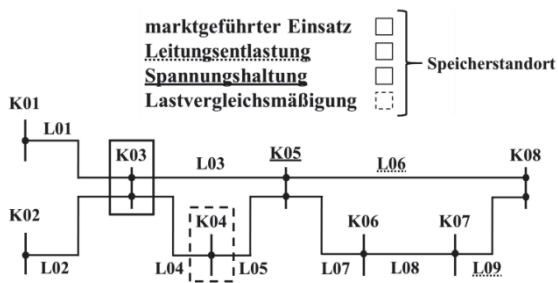


Abbildung 6: Ausschnitt aus dem Verteilnetzmodell mit Markierung der Speichereinsatzmöglichkeiten

einsetzmöglichkeit das Jahr 2034 betrachtet, da hier die Überlastungen im elektrischen Netz am größten sind. TABELLE III gibt dazu einen Überblick über die Bezeichnung der verschiedenen Szenarien. Die Nutzung des Speichers innerhalb der einzelnen Szenarien ist dabei direkt von dem Integrationsort abhängig. Ein Einsatz zur Leitungsentlastung ist lediglich dann möglich, wenn in Lastflussrichtung hinter dem Speicher Entlastungspotential existiert. Ein Einsatz zur Lastvergleichsmäßigung ist nur möglich, wenn die Lastschwankungen innerhalb eines Tages groß genug sind und ein Einsatz zur Spannungshaltung bedingt ebenso eine gewisse Spannungsvolatilität. Der marktwirtschaftliche Einsatz dagegen darf das elektrische Netz nicht negativ beeinflussen.

V. BEWERTUNG DES SPEICHEREINSATZES

A. Volllaststunden und Volllastzyklen

Ein wichtiges Maß für den Nutzungsgrad des Speichers sind die Volllaststunden und Volllastzyklen, die der Speicher innerhalb eines Jahres fährt. TABELLE IV zeigt diese Parameter für jedes Szenario. Zuerst fällt eine Reduzierung des Nutzungsgrades beim marktwirtschaftlichen Speichereinsatz von 2014 bis 2034 auf. Ursache hierfür ist der hohe Anstieg der regenerativen Erzeugung in der betrachteten Region, bei einer gleichzeitigen Reduzierung der elektrischen Last. Damit reduziert sich, unter Verwendung des vorgestellten Modells, die Einsatzzeit des Speichers beim Einsatz zur Strompreisveredlung. Hierbei ist jedoch zu erwähnen, dass bei der Auslegung der Sollwertkennlinie lediglich die Residuallast der betrachteten Regelzone verwendet wurde. Für weitere Untersuchungen ist eine Ermittlung der Residuallast für Deutschland denkbar, womit sich die Volllastzyklenzahl erhöhen wird. Beim netzdienlichen Speichereinsatz ist dagegen ein deutlicher Unterschied zwischen den Tagesspeichern und dem Einsatz mit festen Grenzen erkennbar. So ergibt sich im Szenario SB-2034 eine sehr geringe Volllastzyklenzahl, die aus den zwar vorhandenen, aber nur selten auftretenden Leitungsüberlastungen resultiert. Damit ist bereits aufgrund der geringen Einsatzzeit des Speichers ein wirtschaftlicher Betrieb zur Leitungsentlastung eher unwahrscheinlich, sodass diese Einsatzmöglichkeit

TABELLE III: ÜBERSICHT ÜBER DIE SIMULIERTEN SZENARIEN

Szenario	Beschreibung
SA-2014/2024/2034	marktwirtschaftlicher Speichereinsatz innerhalb der Jahre 2014, 2024 und 2034
SB-2034	Leitungsentlastung im Jahr 2034
SC-2034	Spannungshaltung im Jahr 2034
SD-2034	Lastvergleichsmäßigung im Jahr 2034

TABELLE IV: VOLLLASTSTUNDEN UND VOLLLASTZYKLEN JE SZENARIO

Szenario	Volllaststunden	Volllastzyklen
SA-2014	1334	333
SA-2024	881	220
SA-2034	592	148
SB-2034	156	39
SC-2034	973	243
SD-2034	624	156

lediglich als Ergänzung zum marktgeführten bzw. zu weiteren netzdienlichen Speichereinsatzmöglichkeiten gesehen werden kann. Die Einsätze zur Spannungshaltung und zur Lastvergleichsmäßigung erreichen dagegen Werte in der Größenordnung des marktwirtschaftlichen Speicherbetriebes. Inwieweit diese Speichereinsatzmöglichkeiten wirtschaftlich sind, lässt sich allein aus den Nutzungsdauern nicht ableiten.

B. Auswirkungen auf die Betriebsmittelbelastung

Im statischen Bereich nehmen die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums und die Spannungshaltung die wichtigste Rolle ein, womit die Auswirkungen des Speichereinsatzes auf diese beiden Bereiche genauer untersucht werden. Bereits in Kapitel III.D wurde erwähnt, dass im betrachteten Verteilnetz alle Knotenspannungen die Norm nach DIN EN 50160 erfüllen. Auch durch den Speichereinsatz im elektrischen Netz ändert sich dies nicht, sodass davon ausgegangen werden kann, dass, unter Betrachtung der Spannungsqualität im elektrischen Netz, ein marktgeführter Speichereinsatz bei Nutzung des Referenzspeichers uneingeschränkt möglich ist und auch die netzdienlichen Einsatzstrategien die Spannungsqualität nicht negativ beeinflussen. Der spannungsgeführte Speichereinsatz im Szenario SC-2034 führt zu einer Reduzierung des gefährlichen Spannungsbandes am Knoten K05 um ca. 0,1 pu.

Abbildung 7 zeigt darüber hinaus die Auswirkungen der unterschiedlichen Speichereinsatzstrategien auf die Änderung der maximale Strombelastung ΔI und auf die Änderung der Überlastungshäufigkeit Δt . Der marktgeführte Speichereinsatz führt hierbei vor allem im Jahr 2014 zu einer Erhöhung der maximalen Strombelastung auf allen ihn umgebenden Leitungen. Diese höhere Belastung resultiert aus einer Umlenkung der Lastflüsse beim Speichereinsatz. Trotzdem lassen sich beim Einsatz des Referenzspeichers noch keine zusätzlichen Leitungsüberlastungen durch den Speichereinsatz feststellen. Dies ist auch in den Jahren 2024 und 2034 der Fall. Hier hat der Speichereinsatz außerdem keine Auswirkungen auf die maximale Strombelastung, da diese durch die hohe Einspei-

Szenario	Änderung	L01	L02	L03	L04	L05	L06	L07	L08	L09	Legende:
SA-2014	ΔI	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑ ... höhere Belastung/Überlastungshäufigkeit
	Δt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
SA-2024	ΔI	↑	-	-	-	-	-	-	-	-	- ... gleichbleibende Belastung/Überlastungshäufigkeit
	Δt	0	0	0	0	0	-	0	0	-	
SA-2034	ΔI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	↓ ... geringere Belastung/Überlastungshäufigkeit
	Δt	0	-	-	0	-	-	0	0	-	
SB-2034	ΔI	↑	↑	-	↓	-	-	-	-	-	0 ... keine Überlastungen
	Δt	0	↑	↓	0	↓	↓	0	0	↓	
SC-2034	ΔI	↑	-	-	-	-	-	-	-	-	0 ... keine Überlastungen
	Δt	0	↑	↓	0	↓	↓	0	0	↓	
SD-2034	ΔI	↑	↑	↓	↑	↓	↓	↓	↓	↓	0 ... keine Überlastungen
	Δt	0	↑	↓	0	↓	↓	0	0	↓	

Abbildung 7: Auswirkungen des Speichereinsatzes auf Strombelastung

sung aus regenerativen Energien bestimmt wird. Die Betrachtung des netzdienlichen Speichereinsatzes zeigt dagegen, dass hierbei unterschiedliche Leitungen positiv und negativ beeinflusst werden. Diese Beeinflussung resultiert aus der Positionierung des Speichers in der Mitte des Netzes, da der Speicher beim Einspeichern als Senke wirkt und somit zwar die Leitungen in Lastflussrichtung hinter dem Speicher entlastet, die Leitungen vor dem Speicher aber zusätzlich belastet. Da die Leitungsentlastung jedoch in jedem Fall quantitativ höher ausfällt, erfüllen die netzdienlichen Speichereinsatzmöglichkeiten trotzdem ihr Ziel.

C. Auswirkungen auf die Netzverluste

Im letzten Schritt werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Speichereinsatzmöglichkeiten auf die Netzverluste miteinander verglichen. Abbildung 8 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Netzverluste im Vergleich zum jeweiligen Szenario ohne Speichereinsatz. Dabei fällt auf, dass der marktwirtschaftliche Speichereinsatz aufgrund der Umlenkung der Lastflüsse zu einer Erhöhung der Netzverluste führt, da hierdurch ebenso der Übertragungsweg steigt. Die netzdienlichen Speichereinsatzstrategien führen dagegen zu einer Verringerung der Netzverluste. Diese Verringerung resultiert vor allem aus der Reduzierung der Strombelastung durch den Speichereinsatz. Unter Berücksichtigung der Volllaststundenzahlen fallen die Auswirkungen im Szenario SB-2034 am größten aus. Dies resultiert aus der gezielten Senkung der Strombelastung durch den Speichereinsatz. Aufgrund der Abhängigkeit der Netzverluste vom Quadrat des Stromes werden die Netzverluste bei diesem Speichereinsatz am meisten reduziert. Insgesamt führt der Einsatz zur Lastvergleichsmäßigung jedoch zur höchsten Reduzierung der Netzverluste, da durch den Speichereinsatz auf der Mittelspannungsseite die zu übertragende Leistung im Hochspannungsnetz reduziert wird. Dies zeigt deutlich, dass bei einer elektrischen Energieversorgung mit dezentraler Erzeugung auch dezentrale Speichertechnologien eingesetzt werden müssen.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen der Untersuchung konnten die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern, am Beispiel eines Druckluftspeichers genauer untersucht werden. Hierzu wurde ein mögliches 110 kV-Verteilnetz selektiert und anschließend modelliert. Darüber hinaus konnten unterschiedliche Speichereinsatzstrategien für den Speichereinsatz in dieses Netzmodell implementiert und die Funktion dieser Modelle über verschiedene Simulationen getestet werden. Diese Testsimulationen haben ge-

zeigt, dass der marktgeführte Speichereinsatz unter Verwendung der vorgegebenen Standardparameter uneingeschränkt möglich ist. Dennoch führt er zu einer Erhöhung der Leitungsbelastung, sodass der möglichen Speicherleistung Grenzen gesetzt sind. Der netzdienliche Speichereinsatz kann darüber hinaus zu einer deutlichen Stützung des Netzbetriebes beitragen, sodass Speichertechnologien im zukünftigen Netzbetrieb eine wichtige Rolle einnehmen werden. Für weitere Arbeiten ist vor allem eine umfangreiche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der einzelnen Speichereinsatzmöglichkeiten denkbar, wobei zur allumfassenden Untersuchung eine Kopplung der unterschiedlichen Strategien sinnvoll ist.

QUELLEN

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, „EEG-Anlagenstammdaten“ <http://www.50hertz.com/de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/EEG-Anlagenstammdaten>, Abruf am 15.04.2014.
- [2] Amprion GmbH, „Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten“ <http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>, Abruf am 15.04.2014.
- [3] TenneT TSO GmbH, „Anlagenregister und § 52 EEG“ <http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-52.html>, Abruf am 15.04.2014.
- [4] TransnetBW GmbH, „EEG-Anlagendaten“ <http://www.transnetbw.de/de/eeg-kwk-g/eeg/eeg-anlagendaten>, Abruf am 15.04.2014.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2014.
- [6] M. Sterner; I. Stadler, „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2014.
- [7] P. Denholm; E. Ela; M. Milligan, „The Role of energy storage with renewable electricity generation“ National Renewable Energy Laboratory, Golden (Colorado), 2010.
- [8] X. Xi; R. Sioshansi, „A Dynamic Programming Model of Energy Storage and Transformer Deployments to Relieve Distribution Constraints“ The Ohio State University, Columbus (Ohio), 2013.
- [9] M. Wietschel; M. Arens; C. Dötsch; S. Herkel, „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologiebericht“ Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2010.
- [10] P. Siemens, „Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern“ Techn. Hochsch. Aachen, Aachen, 2008.
- [11] 123map GmbH & Co.KG, „Stromnetz“, URL: <http://www.flosm.de/html/Stromnetz.html>, letzter Abruf: 22.08.2014.
- [12] FOSSGIS e.V., „OpenStreetMap – Karte“, URL: <http://www.openstreetmap.de/karte.html>, letzter Abruf: 22.08.2014.
- [13] J. Schlabbach, „Elektroenergieversorgung“ VDE Verlag GmbH, pp. 209-226, Berlin, 2009.
- [14] K. Heuck; K. Dettmann; D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis“ 9., aktualisierte und korrigierte Auflage, Springer Vieweg, p. 742, Wiesbaden, 2013.
- [15] M. Nicolos; M. Fürsch, „The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany“ Zeitschrift für Energiewirtschaft, Köln: EWI an der Universität zu Köln (EWI), 2009.
- [16] L. Hofmann; B. R. Oswald, „Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich“ Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2010.

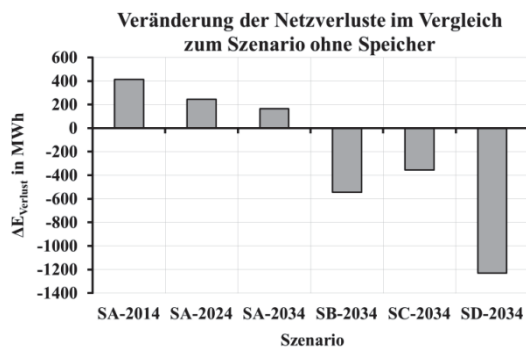


Abbildung 8: Veränderung der Netzverluste je Szenario