

Bilanzierungskonzept für den diskriminierungsfreien Einsatz von mobilen, temporären Speichern beim Verteilnetzbetreiber

Mathias Gabel und Silke Johanndeiter

Der anstehende Lastzuwachs in der Niederspannung aufgrund des Hochlaufs der Elektromobilität stellt die Verteilnetze vor neue Herausforderungen. Der temporäre Speichereinsatz durch den Netzbetreiber als Instrument zur kurzfristigen Beseitigung von Netzengpässen ist hierbei ein denkbare Instrument. Dieses muss jedoch in ein diskriminierungsfreies Konzept zur Bilanzierung eingebettet werden, um marktverzerrende Auswirkungen des Speichereinsatzes zu minimieren und das Handeln des Netzbetreibers transparent zu machen. Das gelingt über eine rein technisch bedingte Fahrweise des Speichers sowie die Ausprägung eines Subbilanzkreises beim Netzbetreiber zur Bilanzierung der Energiemengen des Speichers.

Speicher sind ein zentraler Baustein der Energiewende mit vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten im Markt und im Netz. Gleichzeitig sind jedoch viele Fragen bezüglich ihres Einsatzes beim Netzbetreiber – sowohl in technischer als auch in regulatorischer Sicht – noch ungeklärt. Dabei stellt die sich abzeichnende Verkehrswende die Verteilnetze insbesondere in der Niederspannung vor neue Herausforderungen. Hierbei wird neben der notwendigen zeitlichen Flexibilisierung der Nachfrage durch E-Mobilitätsnutzer auch ein Ausbau des Netzes unabdingbar sein. Dieser Ausbau kann und wird jedoch nicht über Nacht erfolgen können.

Temporäre, mobile Speicher können einen wichtigen Beitrag leisten, um den zeitlichen Versatz zwischen Lasterhöhung und der Umsetzung des Netzausbaus, zu überbrücken. Konkret plant die Netze BW, mobile Speicher vorzuhalten, die kurzfristig in den Netzsträngen eingesetzt werden können, in denen aufgrund eines hohen, unerwarteten Zubaus an E-Ladesäulen/Wallboxen lastseitige Netzengpässe auftreten [1]. Diese Konstellation entspricht aktuell auch dem wahrscheinlichsten Einsatzfall von Speichern bei Verteilnetzbetreibern.

Aktueller Rechtsrahmen und offene Fragen

Damit stellt sich zwangsläufig die Frage, ob und wie Verteilnetzbetreiber Speicher diskriminierungs- und missbrauchsfrei einsetzen können. Derzeit mangelt es dem deutschen Regulierungsrahmen noch an einer Definition von Stromspeichern und klaren Regeln der Anwendung durch den Netzbetreiber.

Allerdings wird erwartet, dass das seit Ende 2016 diskutierte Clean Energy Package der Europäischen Kommission, das voraussichtlich Ende 2018 verabschiedet wird, mit der geplanten Änderung der Strombinnenmarkt-Richtlinie diesbezüglich einige Grundsätze definieren wird [2]. So sieht die Europäische Kommission den Speichereinsatz primär als wettbewerbliche Aktivität, billigt den Besitz sowie Betrieb von Speichern bei Verteilnetzbetreibern aber unter bestimmten Bedingungen: Wird im Rahmen einer Ausschreibung des Speichers kein Zuschlag erteilt – fällt ein Markttest also negativ aus – kann die Regulierungsbehörde den Speicherbetrieb/-besitz durch den Verteilnetzbetreiber genehmigen, sofern dieser für den Netzbetrieb notwendig ist [3].

Im Rahmen der Diskussionen um die geplanten Regelungen im Europäischen Rat und im Parlament zeichnet sich jedoch eine Öffnung dieser Ausnahmen ab, die es unter bestimmten Umständen den Verteilnetzbetreibern erlaubt, auch ohne vorherigen Markttest durch Ausschreibung Speicher zu betreiben. Konkret hat man sich im Europäischen Parlament auf einen Vorschlag geeinigt, der den nationalen Regulierungsbehörden das Recht erteilt, den Verteilnetzbetreibern den Speicherbetrieb ohne vorherige Ausschreibung zu genehmigen, sofern es sich bei dem Speicher um ein „Betriebsmittel für die lokale, kurzfristige Kontrolle des Netzes“ handelt und keine Märkte beeinflusst werden [4]. Grundsätzlich würde dieser Vorschlag den Einsatz der beschriebenen temporären, mobilen Speicher vor geringere bürokratische Hürden stellen als ursprünglich von der Kommission vorgesehen.

Unabhängig davon, welche Formulierung final verabschiedet werden wird, wirft der Vorschlag des EU-Parlaments eine zentrale Frage des Speichereinsatzes beim Verteilnetzbetreiber auf: Wie kann sichergestellt werden, dass der Einsatz von Speichern durch den Verteilnetzbetreiber keine Marktverwerfungen hervorruft?

Denn einerseits bringt die Bewirtschaftung der Speicher eine zeitliche Verschiebung von Strommengen mit sich, aus der sich Verzerrungen auf den Großhandelsmarktpreis sowie auf die Regelenergiepreise ergeben könnten. Dies lässt sich anhand des Anwendungsfalls der Elektromobilität verdeutlichen. Ausgangspunkt ist ein Netzstrang, in dem viele Elektroautos gleichzeitig geladen werden sollen, ohne dass das Netz für diese Leistung ausgelegt ist. Der Netzbetreiber kann jedoch die Ladevorgänge unterbrechungsfrei sicherstellen, indem er die Nachfrage teilweise aus seinem Speicher bedient. Damit speist er zusätzliche Energiemengen in das System ein, die bilanziell ausgeglichen werden müssen. Anschließend muss der Speicher wieder beladen werden, um für den nächsten Einsatz bereit zu sein. Zu diesem Zeitpunkt wird die Stromnachfrage erhöht. Zusätzlich zu dieser zeitlichen Verschiebung der Energiemengen fallen außerdem Speicherverluste an. Damit hier kein Missbrauchspotenzial entsteht, gilt es, solche Auswirkungen stets zu minimieren. Dies kann über ein Bilanzierungs- und Bewirtschaftungskonzept umgesetzt werden.

Andererseits muss geklärt werden, ob mögliche wettbewerbliche Konzepte der Flexi-

bilitätsbereitstellung benachteiligt werden, wenn der Netzbetreiber den Speicher besitzt und dessen Kosten regulatorisch anerkannt werden.

Unterschiedliche Bilanzierungskonzepte denkbar

Betrachtet man die derzeit zur Verfügung stehenden bilanziellen Abbildungsmöglichkeiten, kommen für den mobilen, temporären Speicher zwei bestehende Bilanzierungsmodelle in Frage. Einerseits Variante 1, die im Grundsatz eine Bilanzierung über den Verlustenergiebilanzkreis vorsieht und andererseits Variante 2, die eine Bilanzierung über den Lieferanten vorsieht (vgl. hierzu die Tabelle). Die beiden Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen in der bilanziellen Abbildung der Energiemengen des Speichers und in der Schnelligkeit der Umsetzung sowie damit in der Einsatzfähigkeit des Speichers durch den Netzbetreiber.

Die erste Variante sieht vor, dass die für den Speicher benötigten Energiemengen im Verlustenergiebilanzkreis abgebildet und damit im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung ein- bzw. verkauft werden. Dabei werden anhand einer regelmäßigen Ausschreibung Dienstleister beauftragt, bestimmte langfristige Mengenprofile sowie die kurzfristigen (day-ahead) Abweichungen von diesen Profilen zu beschaffen. Der Speicher könnte bis zur Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen mit registrierender Leis-

tungsmessung (rLM) für die interne Messung ausgestattet werden. Die benötigten Energiemengen würden dann in die Profile für die Verlustenergiebeschaffung einfließen. Vorteil dieser Variante ist, dass sie sehr schnell umsetzbar ist, da außer der Messung und Bestimmung des Speicherbedarfs kein neuer Vorgang notwendig wäre. Allerdings geht mit diesem Vorgehen eine gewisse Unschärfe einher, da Energiemengen, die für unterschiedliche Zwecke beschafft werden, miteinander vermischt und bei der regulatorischen Kostenanerkennung gleichbehandelt werden würden. Um dies abzumildern, könnte eine Veröffentlichung der Messzeitreihe des Speichers angestrebt werden.

Die zweite Variante sähe im Gegensatz dazu die Belieferung und Bilanzierung des Speichers analog zu einem Letztverbraucher durch einen Lieferanten vor. Dieser könnte den Speicher ggf. auch über einen von ihm separat geführten Speicherbilanzkreis bewirtschaften. Die Bilanzierung würde damit vollkommen losgelöst vom Netzbetreiber stattfinden – das Konzept wäre allerdings aufwendiger, da zunächst eine Zählpunkt- und Lieferantenzuordnung erfolgen müsste. Ferner ist unklar, inwiefern Lieferanten überhaupt ein Interesse daran haben, einen äußerst schlecht zu prognostizierenden Verbraucher wie einen Netzspeicher zu bewirtschaften. Überdies muss bei dieser Ausgestaltung noch der Umgang mit den Letztverbraucherabgaben geklärt werden. Ohne Anpassungen am rechtlichen Rahmen wären sämtliche bestehenden Abgaben zu

leisten. Aufgrund der genannten Einschränkungen wäre diese Variante nicht für die temporären mobilen Speicher geeignet, die kurzfristig einsatzfähig sein sollen.

Während Variante 1 also sehr schnell und unbürokratisch umzusetzen wäre, weist sie im Hinblick auf Transparenz und mögliche Missbrauchsmöglichkeiten Mängel auf. Bei Variante 2 verhält es sich genau andersherum. Es gilt daher, die Vorteile aus der Variante 1 mit den Entflechtungs- und Transparenzanforderungen in Einklang zu bringen. Dies gelingt mit der folgenden Umsetzung.

Präferenz: Bilanzierung über Subbilanzkreis der Verlustenergie

Der mobile Speicher wird mit einem Zählpunkt inklusive registrierender Leistungsmessung (rLM) ausgestattet und über einen Subbilanzkreis der Verlustenergie abgebildet. Die Bewirtschaftung erfolgt zusammen mit dem Verlustenergiebilanzkreis. Da so kein neuer, kostenaufwändiger Beschaffungsprozess implementiert werden muss, ist der mobile Speicher direkt einsatzfähig. Möglicherweise könnten sogar Kosten zugunsten der Netzkunden gesenkt werden, falls sich der Energiebedarf für den Speicher gegenläufig zur Verlustenergie verhält. Zudem findet über den Subbilanzkreis eine saubere Abgrenzung der Energiemengen statt, der aus Transparenzgründen auch veröffentlicht werden kann. Der mobile Speicher hätte in dieser Variante außerdem klar den Charakter eines Netzbetriebsmittels, was die Abgrenzung des netzdienlichen Speichers von den Rollen Letztverbraucher und Erzeuger erleichtern könnte.

Bei dieser Variante ist es grundsätzlich möglich, dass das Eigentum des Speichers beim Netzbetreiber oder bei einem Dritten liegt, der beispielsweise über eine Ausschreibung ermittelt wurde. Allerdings werden die mobilen und für die Anwendung im entsprechenden Verteilnetz fertig konfigurierten Speicher sehr kurzfristig benötigt. Im Idealfall stehen sie bereits beim Netzbetreiber in „Warteposition“ und können im Bedarfsfall sofort eingesetzt werden. Sofern diese im Eigentum eines Dritten stehen, müssen diese technischen Anforderungen sichergestellt werden. Für den kurzfristigen Einsatz der temporären, mobi-

Tab. Mögliche Bilanzierungskonzepte für Netzspeicher

| Variante | Bilanzierung / Bewirtschaftung | Messkonzept |
|---|---|---|
| 1. Verlustenergiebilanzkreis | Über die Verlustenergie (d.h. ein Dienstleister wird im Rahmen einer Ausschreibung beauftragt, ein bestimmtes Mengenprofil an der Börse zu beschaffen, Lang-/Kurzfristkomponente) | Zählpunkt inkl. rLM für interne Messung, ggf. Veröffentlichung der Zeitreihen |
| 2. Lieferantenbilanzkreis | Belieferung mit Strommenge auf Basis eines klassischen Liefervertrags inkl. Bewirtschaftung Separater Speicherbilanzkreis bei Lieferant möglich Behandlung wie Letztverbraucher, damit auch Abgaben/Umlagen | (mobiler) Zählpunkt mit rLM |
| 3. Präferenz: Subbilanzkreis des Verlustenergiebilanzkreises mit rein technischer Steuerung | Bilanzierung erfolgt über Subbilanzkreis der Verlustenergie Bewirtschaftung erfolgt im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung (s.o.) Fahrweise und damit Energiemengen des Speichers basieren allein auf Basis des technischen Bedarfs (sofortige Wiederaufladung nach Entladung des Speichers und umgekehrt) | Zählpunkt rLM für interne Messung (später iMS), Veröffentlichung der Zeitreihen |

len Speicher scheint es daher geeigneter, das Eigentum beim Netzbetreiber zu verorten.

Um dies zu ermöglichen, müssen jedoch Bedenken ausgeräumt werden, dass andere Lösungen für lokale Flexibilitäten benachteiligt werden, wenn die Anschaffungskosten des Speichers in das verzinste regulatorische Anlagevermögen der Netzbetreiber einfließen. Hier gilt jedoch der Grundsatz, dass der regulierte Netzbetreiber aufgrund des Effizienzvergleichs immer den Anreiz hat, die kostengünstigste Lösung des Netzbetriebs zu wählen [5]. Kosten eines ineffizienten Speichers würden sich in einem schlechteren Effizienzwert und damit in einer niedrigeren Erlösobergrenze widerspiegeln. Ob der Netzbetreiber also einen Speicher einsetzt oder andere Möglichkeiten wählt, hängt von deren Verfügbarkeit und Kosten ab.

Auswirkungen auf den Großhandels- /Regelenergiemarkt vernachlässigbar

Des Weiteren ist zu bedenken, dass – auch wenn die Bewirtschaftung des Speichers in jedem Fall durch einen Dritten erfolgt – der Netzbetreiber grundsätzlich indirekt ins Marktgeschehen eingreift, da jegliche Ein- oder Ausspeisung eines netzdienlich eingesetzten Speichers eine Veränderung des Angebots oder der Nachfrage auf dem Großhandels- oder Regelenergiemarkt mit sich bringt.

Die Auswirkungen dieser Aktivitäten auf den Großhandels- und den Regelenergiepreis sind aufgrund der Kleinteiligkeit einer einzelnen Anlage allerdings sehr gering und unter der Voraussetzung, dass Speicher als temporäre Überbrückungslösung dienen sollen, auch vernachlässigbar. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch den Speichereinsatz die stabile Energieversorgung sichergestellt wird.

Entscheidend für den diskriminierungs- und missbrauchsfreien Einsatz ist, dass der Speichereinsatz stets nach einer kundenorientierten und damit netzdienlichen Logik erfolgt. Im Fall von kurzfristigen Speichern wäre die Alternative zum Einsatz netzdienlicher Speicher – sofern noch keine anderen lokalen Flexibilitäten vorhanden sind – jedoch die Abschaltung des Verbrau-

chers, sodass die Verschiebung der Nachfrage, die lediglich dem Zweck dient, eine stabile Energieversorgung sicherzustellen, zu bevorzugen ist.

Grundsätzlich lässt sich das Marktverzerrungspotenzial des Speichereinsatzes reduzieren, indem man den Speichereinsatz technisch so gestaltet, dass der Speicher automatisch auf die Bedürfnisse des Netzes wie bspw. die Spannungshaltung reagiert und nicht aktiv durch den Netzbetreiber gesteuert oder programmiert wird. Selbst wenn also der Einsatz einer Vielzahl von Speichern die Nachfrage verschieben sollte, wäre dies lediglich auf den technischen Bedarf des Netzes zurückzuführen. So erfolgt der Einsatz allein auf Basis der technischen Anforderungen: Spotmarktpreise sind für die Fahrweise des Speichers vollkommen irrelevant. Schließlich verschieben auch andere Möglichkeiten zur Spannungshaltung wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren (rONTs) oder der Einsatz von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen bis zu einem gewissen Grad die Stromflüsse im Netz. Damit wird zugunsten der Transparenz und der Diskriminierungsfreiheit auf die betriebswirtschaftlich beste Fahrweise für den Speicher verzichtet, obwohl beispielsweise für den hier beschriebenen Einsatzzweck – Lastzuwachs aufgrund der Elektrifizierung des Straßenverkehrs – ein strompreisbasiertes Beladen des Speichers sinnvoll wäre. Denn in diesem Fall wäre lediglich der Zeitpunkt der Entladung technisch bedingt, sodass die Beladung preislich optimiert werden könnte.

Der diskriminierungsfreie Einsatz von temporären Speichern im Verteilnetz fußt folglich auf zwei Pfeilern: zum einen auf der Bilanzierung über einen Subbilanzkreis des Verlustenergiebilanzkreises verbunden mit einer Veröffentlichung dieser Messreihe und zum anderen über die rein technisch bedingte Fahrweise des mobilen Speichers.

Ähnliche Problemstellungen bei der Flexibilisierung von Last und Erzeugung

Mit der netzbedingten Verschiebung von Energiemengen durch den Verteilnetzbetreiber wird dabei keineswegs Neuland betreten. Schließlich beeinflussen die

Netzbetreiber mit dem Einsatz von Einspeisemanagement-Maßnahmen, die insbesondere in Norddeutschland vermehrt durch die Verteilnetzbetreiber selbst angeordnet werden, bereits regelmäßig die Stromnachfrage [6]. So findet durch die Abregelung von Erzeugungsanlagen im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen zwar keine zeitliche Verlagerung von Energiemengen statt, es wird aber die Stromnachfrage zum Zeitpunkt der Abregelung erhöht, da die abgeregelte Menge ausgeglichen werden muss. Untersuchungen zeigen, dass die Maßnahmen, die eine Leistung von bis zu 4 GW erreichen, insbesondere den Intraday- und Regelenergiemarkt beeinflussen. Dabei ist der energetisch-bilanzielle Ausgleich noch nicht klar geregelt. Zurzeit wird dieser zum Teil durch die Bilanzkreisverantwortlichen übernommen; Analysen deuten jedoch darauf hin, dass ein Teil der fehlenden Energiemengen gar nicht beschafft und als Regelenergie bereitgestellt werden [7]. Im Rahmen der Konsultation um den Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0 durch die Bundesnetzagentur wurde dieses Problem diskutiert. Die Regulierungsbehörde präferiert dabei als künftiges Zielmodell einen gezielten energetisch-bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber, auch wenn dieser derzeit noch nicht umsetzbar ist [8]. So lässt der finale Leitfaden auch die Möglichkeit des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen zu [9].

Perspektivisch wird es zudem eine netzdienliche Flexibilisierung der Nachfrage durch E-Mobilitätsnutzer geben, die laut dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 bzw. 2035 zu Lastverschiebungen in einer Größenordnung von 1,5 GW bis 4 GW erreichen kann [10]. Da die mobilen Speicher nur temporär dort eingesetzt werden, wo der Zubau von E-Ladesäulen ungeplant erfolgt, ist hier von wesentlich geringeren Mengen als bei der Flexibilisierung der Erzeugung und Last auszugehen. Zum einen ist das Missbrauchspotenzial hier also viel geringer als bei anderen Maßnahmen. Zum anderen kann das hier beschriebene Modell als Diskussionsgrundlage für die Ausgestaltung des Einspeise- und Lastmanagements durch den Verteilnetzbetreiber dienen.

Anmerkungen

[1] Nach ersten Abschätzung würde die Speicherkapazität dieser mobilen Speicher rd. 60-90 kWh betragen.

[2] Gabel, M.; Johanndeiter, S.: Ein Regulierungsdesign für den Stromspeichereinsatz beim Verteilnetz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 67. Jg. (2017) Heft 6.

[3] Europäische Kommission: Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast) (COM/2016/0864 final - 2016/0380 (COD)). Brüssel 2016.

[4] Europäisches Parlament: on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity

(recast) (COM(2016)0861 - C8-0492/2016 - 2016/0379(COD)). Brüssel 2018.

[5] CEER: Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation. Brüssel 2018.

[6] So wurden bspw. im Januar 2017 rund 40 % der Einspeisemanagementmaßnahmen im Netz der Schleswig-Holstein Netz durch den Verteilnetzbetreiber selbst angeordnet (Schleswig-Holstein Netz: Einsätze des Einspeisemanagement - Mittelspannung, Hoch- und Höchstspannung TenneT - Januar 2017, URL: <https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen.html>, Stand 29.05.2018.

[7] Junk, C.: Der umgekehrte Merit-Order Effekt: Wie Eingriffe von Netzbetreibern im Rahmen des Einspei-

semanagements Marktpreise und Regelernergieabrufe beeinflussen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 67, Jg. (2017) Heft 12.

[8] Bundesnetzagentur: Konsultation Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0 – Ergänzende Konsultation des Textteils zur Direktvermarktung (Kapitel 2.4.2). Bonn 2018.

[9] Bundesnetzagentur: Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0. Bonn 2018.

[10] Fraunhofer ISI: Netzentwicklungsplan Strom, Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile – Begleitgutachten. Karlsruhe 2016.

M. Gabel und S. Johanndeiter, Regulierungsmanagement Netze BW, Stuttgart
m.gabel@netze-bw.de
s.johanndeiter@netze-bw.de

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

bdew
Energie. Wasser. Leben.

BDEW-Informationstag

Big Data und Künstliche Intelligenz im Netzbetrieb

5. Dezember 2018, Düsseldorf-Neuss



- Data Analytics für mehr Effizienz in der Netzplanung
- Erfolgreiche Datenintegration – steigende Komplexität in den Griff kriegen
- Netztransparenz und Kosteneffizienz durch Datenanalyse
- Zukunft des Hochspannungsnetz in der Digitalisierung
- Ein smartes Netz – Systeme, Daten, Anwendungen

Kontakt: sebastian.schmuecke@ew-online.de

Besuchen Sie uns unter: www.ew-online.de/bigdata18