

Positionspapier 02/2017

Technologieplattform Smart Grids Austria

Batteriespeicher als neues Betriebsmittel für den Verteilernetzbetreiber im österreichischen Marktmodell

Das Clean Energy Paket der EU eröffnet die Diskussion zur Erleichterung des Anschlusses neuer dezentraler Speicheranlagen an das Stromnetz. Dafür sind unter anderem die (regulatorischen) Rahmenbedingungen für eine verstärkte Nutzung von dezentralen Stromspeichern zu erarbeiten.

Ziel dieses Positionspapiers ist die Beschreibung der Vorteile des Einsatzes von Batteriespeichern im Verteilernetz. Als Batteriespeicher werden Systeme bezeichnet, die aus einer Batterie und dem zum Laden und Entladen erforderlichen Umrücker bestehen (Anhang 1). Sie ermöglichen insbesondere eine verstärkte Aufnahme von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Verteilernetz. Dadurch werden ein, den Anforderungen der Energiewende entsprechendes, Netzdesign und ein effizienterer Netzbetrieb unterstützt.

Die Behandlung von Tarifierung und Steuern, sowie die Betrachtung möglicher Geschäftsmodelle sind keine Bestandteile des Positionspapiers, welches sich auf die Diskussion zur Gestaltung der zukünftigen Rahmenbedingungen konzentriert (Anhang 2).

Ausgangslage: Die Sonderstellung des Batteriespeichers

Pumpspeicherkraftwerke, als Unterstützung des übergeordneten Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch, spielen seit langem eine zentrale Rolle im Elektrizitätssystem. Diese können jedoch die neuen Herausforderungen der Energiewende in der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene nicht lösen. Durch die fortschreitende Entwicklung und den Preisverfall von Batteriespeichersystemen steht diese Technologie nun für den lokalen Ausgleich zwischen volatiler dezentraler Erzeugung und dem sich ändernden Verbrauchsverhalten zur Verfügung.

Im österreichischen Strommarkt gilt ein Batteriespeicher derzeit während des Ladevorgangs als Verbraucher und während des Entladevorgangs als Einspeiser (Erzeuger). Eine eigene Rolle als Speicherbetriebsmittel ist bisher nicht im Strommarktmodell abgebildet. Seit der Einführung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie und deren nationaler Umsetzung im Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz ist eine Trennung von Netzinfrastruktur und Erzeugung (Unbundling) zwingend vorgesehen. Somit darf der Stromnetzbetreiber derzeit keine Speicher besitzen solange diese als Erzeugungsanlagen eingeordnet werden.

Einsatzszenarien für Batteriespeicher im Verteilernetz

Für einen netzdienlichen Einsatz in der Niederspannungsebene werden Speicherbetriebsmittel in der Leistungsklasse bis zu wenigen hundert Kilowatt benötigt. Zusammen mit geeigneten Automatisierungskomponenten kann der Verteilernetzbetreiber seine Netzplanung und den Netzbetrieb damit so auslegen, dass es bei lokalen Energieüberschüssen (z.B. durch Photovoltaik) zu keiner Netzüberlastung kommt und Netzlastspitzen (z.B. durch Ladebedarf der Elektromobilität) durch lokale Batteriespeicher erheblich reduziert oder vermieden werden können. Damit können netzdienlich eingesetzte Batteriespeicher lokal und bei höherer Durchdringung auch regional zu einer merklichen Entlastung der übergeordneten Netzebenen führen. Im Idealfall ermöglichen sie eine effizientere Ausnutzung vorhandener Netzinfrastruktur und bilden gleichzeitig eine technische Plattform für neue Energieprodukte und Services für den Energiehandel. Die dafür notwendigen Rahmenbedingungen werden nachfolgend beschrieben.

Die neue Rolle „Speicherbetriebsmittel“ in Analogie zum Gasspeicher

Die bestehende Definition für Speicher im österreichischen Gasmarktmodell soll als Basis dienen und auf den Stromspeicher angewendet werden (Anhang 3). Für Batteriespeicher erfolgt eine strikte marktconforme Trennung im Sinne des Anbietens von Speicherkapazität als Infrastrukturleistung und der energetischen Bewirtschaftung des Netzspeichers. Der Netzbetreiber bietet freie Speicherkapazitäten, unter der Prämisse der Netzdienlichkeit, den Akteuren des Energiemarktes (z.B. Netzkunden, Prosumern oder Aggregatoren) an. Dies kann zum Beispiel als lokaler

Gemeinschaftsspeicher im Sinne einer lokalen Cloud-Lösung für Eigenheimbesitzer, Wohnungseigentümer und -mieter etc. realisiert werden.

Zwingende Voraussetzung für diese Rolle ist, dass die Energie beim Ein- und Auspeichern nicht den Besitzer wechselt und die Marktseite unbeeinflusst bleibt. Auf dieser Grundlage ist der Batteriespeicher als neues Betriebsmittel für Verteilernetzbetreiber (Speicherbetriebsmittel) einzuführen. Anforderungen, die sich daraus für das Marktdesign ergeben, sind im Anhang 2 näher erläutert.

Vorteile und Nutzen der Batteriespeicher als Betriebsmittel für Verteilernetzbetreiber

- **Kundennutzen**

Der Besitz und Betrieb von Speichern im Niederspannungsnetz durch Verteilernetzbetreiber macht für Prosumer die Nutzung von Speichern, analog zu „Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen“ oder „Bürgersolaranlagen“, ohne deren Eigentum möglich. Damit erfolgt de facto eine Gleichstellung von Wohnungsbesitzern bzw. Wohnungsmietern mit Gebäudebesitzern, die heute schon eigene Erzeugungsanlagen und Speicher betreiben können. Mieter können nun auch erneuerbare Erzeugungs- und Speicherkapazitäten kaufen bzw. mieten und damit alle Möglichkeiten des Energiemarktes vollständig nutzen.

- **Verteilernetzbetreiber**

Wenn der Verteilernetzbetreiber künftig Speicher als Betriebsmittel netzdienlich betreiben und besitzen darf, kann er den optimalen Einsatzort nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien festlegen und seine Netzplanung optimieren. Der Verteilernetzbetreiber erhält damit ein Werkzeug, um lokale Aufgaben, z. B. Spannungshaltung bei verstärkter Einspeisung oder kurzfristige Netzüberlastungen, effizienter zu lösen bzw. diese zu vermeiden. Vorhandene Infrastruktur wird damit besser nutzbar und die notwendigen Netzausbaumaßnahmen können optimiert werden.

- **Effizienzsteigerung des gesamten Energiesystems**

Durch den optimierten, lokalen Ausgleich im Verteilernetz können der Transport der „lokal überschüssigen“ Energie in höhere Netzebenen und in weiterer Folge übergeordnete Ausgleichsflüsse reduziert werden. Darüber hinaus stehen durch die erforderliche Digitalisierung auf den unteren Netzebenen wesentlich mehr Informationen hinsichtlich Netzbelastung und Prognosen zur Verfügung, wodurch auch das Dispatching auf Transportnetzebene erleichtert wird.

Empfehlungen für die Schaffung der Rahmenbedingungen

- Rechtliche Verankerung des Batteriespeichers als Betriebsmittel für Verteilernetzbetreiber (Speicherbetriebsmittel)
- Schaffung der Möglichkeit für Verteilernetzbetreiber diese als integralen Bestandteil ihrer Netzinfrastruktur besitzen und netzdienlich betreiben zu dürfen
- Festlegung von erweiterten Rahmenbedingungen für die Gestaltung des Netztarifmodells und der Netzentgeltssystematik für das Ein- und Auspeichern von Energie in Zusammenhang mit der Verrechnung der Bereitstellung von Speicherkapazität innerhalb der betroffenen Netzebenen
- Ausarbeitung und Empfehlung von Förderprogrammen für die Errichtung von dezentralen Erzeugungsanlagen kombiniert mit Speicherbetriebsmitteln zur Optimierung von lokaler Erzeugung und lokalem Verbrauch

Empfehlung für weitere Schritte

Start des Prozesses zur Ausarbeitung einer österreichischen Position gemeinsam mit den Entscheidungsträgern. Die Technologieplattform übernimmt gerne die Rolle der Prozessgestaltung, stellt den Rahmen und die Expertise ihrer Mitglieder dafür bereit.

Kontakt Daten

Dr. Angela Berger, Geschäftsführerin

1060 Wien, Mariahilfer Straße 37-39

E: angela.berger@smartgrids.at

I: www.smartgrids.at

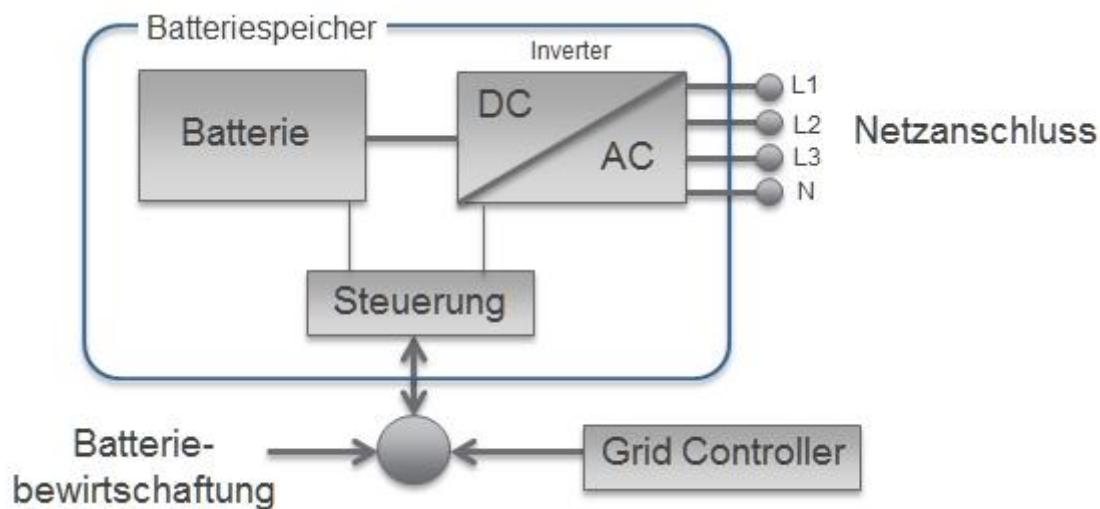
Anhang 1: Anwendungsfälle für lokale Stromspeicher als Betriebsmittel im Verteilernetz

Anhang 1 stellt die technischen Details möglicher Szenarien für den Einsatz von Batteriespeichern im Verteilernetz dar. Weiters werden Anforderungen an Batteriespeicher beschrieben, die für die Funktionalität eines netzdienlichen Einsatzes geeignet sind.

Basisanwendung:

De facto energieneutrale netzdienliche Speicherbetriebsmittelnutzung

Bei dieser Verwendung kann es zu einer kurzzeitigen Strombelastung der Batterie kommen. Der dabei auftretende Energieumsatz ist jedoch so gering, dass die nominale Speicherkapazität dadurch kaum eingeschränkt wird. Diese wird ohne Beachtung eines „Local Energy Community Ansatzes“ wie er im nächsten Kapitel beschrieben wird, Dritten zur Bewirtschaftung angeboten. Alternativ dazu ist ein Umrichterdesign möglich, bei dem die Batterie durch spezielle Kondensatoren ersetzt wird, sodass nur die nachfolgend beschriebenen netzdienlichen Nutzenpotenziale zur Verfügung stehen.



Netzdienliche Nutzenpotenziale des Speicherbetriebsmittels:

- Blindleistungsmanagement (Spannungshaltung, Vermeidung unerwünschter Blindleistungsflüsse induktiv und kapazitiv) und Nutzbarmachung für den Systembetrieb
- Bereitstellung von Kurzschlussleistung
- Kompensation von kurzzeitigen Spannungseinbrüchen als Service für Kundenanlagen mit erhöhten Anforderungen (z.B. Halbleiterindustrie)
- Netzsymmetrierung

Erweiterte Anwendung:

Smart Grids bzw. Local Energy Community Ansatz: Abstimmung von lokaler Erzeugung gekoppelt mit lokalem Verbrauch

Zur besseren Ausnutzung des Speicherbetriebsmittels und damit zur Steigerung der Rentabilität soll es möglich sein, dass der Speicher durch Dritte netzdienlich genutzt wird. Bei dieser Speichernutzung wird ein technisch abgegrenzter Niederspannungsnetzbereich betrachtet, der von einer Trafostation versorgt wird. Der Batteriespeicher ist so dimensioniert, dass er einen Großteil (im Idealfall die gesamte) lokale Energieüberproduktion von Prosumern aufnehmen kann. Diese Energie wird wieder an die jeweiligen Prosumer (ohne Besitzerwechsel) zurück geliefert. Ein zusätzliches Kriterium für die

Dimensionierung des Speichers kann die resultierende Spitzenlast von Heimladestationen sein, die sinnvollerweise lokal auszugleichen ist.



Damit eine netzdienliche Speicherbewirtschaftung durch Dritte forciert wird, unter anderem auch die Bündelung kurzfristig freier Speicherkapazitäten durch Aggregatoren zu einer Cloud, sind in Anlehnung an die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage folgende Schritte erforderlich:

- Die Kopplung lokaler Erzeugung mit lokalem Verbrauch innerhalb eines Niederspannungsabzweiges, bei der der Netzbetreiber zur Realisierung entsprechende Speicherbetriebsmittel bereitstellt, muss für Prosumer kostengünstiger sein als Alternativlösungen (z.B. eigener Heimspeicher).
- Die Bereitstellung höherer Ladeleistungen für Elektroautos kann ein Anmieten von lokalen Speicherkapazitäten durch Prosumer erfordern.

Netzdienliche Nutzenpotenziale:

- Blindleistungsmanagement (Spannungshaltung, Vermeidung unerwünschter Blindleistungsflüsse induktiv und kapazitiv) und Nutzbarmachung für den Systembetrieb
- Bereitstellung von Kurzschlussleistung
- Kompensation von kurzzeitigen Spannungseinbrüchen als Service für Kundenanlagen mit erhöhten Anforderungen (z.B. Halbleiterindustrie)
- Reduktion der Ausbaurkosten in höheren Netzebenen
- Effizientere Ausnutzung vorhandener Infrastruktur
- Kurzfristige Deckung von Prosumerzuwächsen durch Speicher, bis Netzverstärkung erfolgt (in Kooperation mit dem jeweiligen Energielieferant mittels temporärer Verträge, z. B. bei starkem Anstieg der Anzahl von Ladestationen / PV Anlagen)

Zusätzliche Nutzenpotenziale

- Gleichstellung von Eigenheimbesitzern und Wohnungsmietern: Letztere können zwar keine Anlagen errichten, sich aber an gemeinschaftlichen PV-Anlagen beteiligen und entsprechende Speicherkapazitäten anmieten. Zusätzliche Handelsprozesse werden vermieden, die Energie bleibt immer im gleichen Eigentum
- Förderung von dezentralen Strukturen: Der Anteil an dezentral erzeugter Energie, die bis in die Transportnetze verschoben werden muss, kann merkbar reduziert werden
- Ausgleich von PV Leistungsspitzen auf lokaler Ebene
- Vermeidung der Abregelung dezentraler Erzeugungsanlagen aufgrund von Trafoüberlast oder Überlast im Mittelspannungsnetz
- Höhere Flexibilität für Verteilernetzbetreiber bei Netzausbau und Investitionssteuerung
- Aggregation freier Speicherkapazitäten für die Bewirtschaftung durch den Energiemarkt

Anforderungen an Speicherbetriebsmittel

Technische und funktionale Anforderungen an Batteriespeicher:

- Berücksichtigung der Vorgaben der Network Codes für TSO und die DSO Netzanschlussbedingungen gemäß TOR D4:
 - Q(U)-Regelung auf Verteilnetzebene (TOR D4)
 - Low-Voltage-Fault-Ride-Through (TOR D4)
 - $Q=f(P,U)$ bzw. $\cos\phi=f(P,U)$ an der Übergabestelle TSO-DSO
 - Emergency & Restoration Code: Frequenzabhängige Lastanpassung
- Anleihe bei PV-Anlagen (Anforderungen an Wechselrichter)
 - 3-phasigkeit (TOR D4)
 - Q(U) bzw. P(U). P(f) (TOR D4)
- Power Quality Stützung

Beispiele für die mögliche Nutzungen der Batteriespeicher im Verteilernetz:

- Der Besitzer einer PV Anlage speichert seine Überproduktion in einem lokalen Netzspeicher und bekommt diese wieder zurückgeliefert.
- Der Netzbetreiber bietet Energieanbietern freie Speicherkapazitäten unter der Perspektive der Netzdienlichkeit an. Diese können sie entsprechend bewirtschaftet und aggregiert für die Regelernergieaufbringung verwenden.
- Neue Speicherkapazität für die Netzverlustbilanzgruppe zur Optimierung des Energiemanagements und Reduktion der Kosten

Anhang 2: Rahmenbedingungen und Marktmodell

Die Einführung von Batteriespeichern als neues Betriebsmittel für Verteilernetzbetreiber erfordert flankierend ein Marktdesign, das deren netzdienliche Nutzung fördert.

Anforderungen an das Marktmodell:

- Das Anmieten lokaler Speicherkapazitäten für lokale (Über-)Produktion muss für den Produzenten aus einer Gesamtsicht wirtschaftliche Vorteile bieten (Kosten für Speicherkapazität, Netzgebühren für Speicherbewirtschaftung, Steuern und Abgaben)
- Schaffung von generellen Anreizen für die Errichtung und ggf. Vermarktung lokaler Erzeugungsanlagen kombiniert mit lokalen Speichersystemen
- Für Kunden, die ausgeprägte Lastspitzen erzeugen und für die die vorhandenen vorgelagerten Netzkapazitäten nicht mehr ausreichen, sollte es die Möglichkeit geben, dass Energiehändler die für die Deckung der Spitzenlast erforderliche Energie in lokalen Netzspeichern voreilend und zeitlich gestreckt hinterlegen. Damit kann das Spitzenlastproblem in einem sehr kleinen Netzbereich gehalten werden und höhere Netzebenen werden nicht belastet. Dieses Szenario könnte im Besonderen bei einer Verbreitung von leistungsfähigen Heimpladestationen für Elektroautos Bedeutung erlangen.
- Die Zählpunkte der netzdienlichen Speicher können beispielsweise der Netzverlustbilanzgruppe zugeordnet werden. In diesem Fall wechselt die Energie beim Ein- und Auspeichern nicht den Besitzer und es erfolgt keine formale Beeinflussung des Energiemarktes im Sinne des Unbundelings durch den Verteilernetzbetreiber.

Anhang 3: Zusatzinformation Rechtlicher Rahmen der Gasspeicher

Als vertiefende Information sind nachfolgend Auszüge aus den rechtlichen Rahmenbedingungen für den Zugang zu Gasspeichern angeführt.

Verhandelter Zugang zu Gasspeichern

Speicherunternehmen haben Speicherzugangsberechtigten den Zugang zu ihren Anlagen zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen auf verhandelter Basis zu gewähren. Die Speichorentgelte sind nicht reguliert (werden nicht ex ante von der Regulierungsbehörde festgelegt oder genehmigt), sondern unterliegen einer Höchstgrenze (120% des Durchschnitts vergleichbarer Speicherprodukte auf europäischer Ebene).

Bei der Vergabe der Speicherkapazitäten muss das Vergabeverfahren je nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden: eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist. Ansonsten können die Kapazitäten nach dem First Come – First Served Prinzip vergeben werden. Zudem haben die Speicherunternehmen einen transparenten und effizienten Handel von Sekundärkapazitäten zu ermöglichen oder bei der Errichtung einer gemeinsamen Handelsplattform zu kooperieren.

Weiters müssen die Speicherverträge Maßnahmen zur Vermeidung des Hortens von Kapazität enthalten und die Möglichkeit schaffen, ungenutzte Speicherkapazität auf Day-Ahead Basis und zumindest unterbrechbar anzubieten.