

STELLUNGNAHME

zum Entwurf der Bundesregierung für eine Stromspeicher-Strategie vom 08.12.2023

Berlin, 16. Januar 2024

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Inhalt

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen.....	3
Positionen des VKU in Kürze	4
Stellungnahme.....	5
Allgemeine Bemerkungen	5
Zu 2.2 Die Rolle der Stromspeicher	6
Zu 2.4 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern	6
Zu 2.5 Rechtsrahmen; Verbesserungen durch jüngste Novellen und Festlegungen	7
Zu 3.1 Hemmnisanalyse.....	8
Zu 3.2 Stromspeicher im Kontext des EEG	9
Zu 3.3 Netzentgelte	10
Zu 3.4 Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge	11
Zu 3.5 Beschleunigung von Netzanschlüssen	11
Zu 3.6 Stärkung von Standortgemeinden (Akzeptanzförderung vor Ort)	11
Zu 3.7 Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen	12
Zu 3.8 Sicherung der Systemstabilität	12
Zu 3.9 Verbesserungen bei der Regelleistung	12
Zu 3.10 Evaluierung von „Netzboostern“	13
Zu 3.11 Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens	13
Zu 3.12 Erörterung von Hemmnissen bei Pumpspeicherkraftwerken	13
Zu 3.13 Stromspeicher als Flexibilitätsoption	14
Zu 3.14 Stromspeicher-Potenziale im Energiesystem ermitteln	14
Zu 3.15 Entwicklung einer Speicherstatistik.....	14
Ansprechpartner im VKU:.....	15

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zu dem Entwurf der Stromspeicher-Strategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz Stellung zu nehmen.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Die Unternehmen der kommunalen Versorgungs- und Entsorgungswirtschaft sind in allen Segmenten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aktiv. Durch die Errichtung und den Betrieb von Wind- und Solarparks, Solarenergie auf Dächern sowie Biomasse-, Geothermie-, Wasserkraft- und Grubengasanlagen tragen sie in erheblichem Maße zum Übergang in eine treibhausgasneutrale Gesellschaft bei.

Der erste große Batteriespeicher, der in Deutschland erfolgreich für die Erbringung von Regelleistung präqualifiziert und eingesetzt wurde, war eine 5-MW-Anlage eines kommunalen Energieversorgers. Inzwischen haben viele weitere kommunale Unternehmen in diesem Segment Projekte umgesetzt und viel Erfahrung sammeln können.

Die Vertriebsparten der kommunalen Unternehmen setzen derzeit erfolgreich auf die Vermarktung, Planung und Realisierung von Stromspeichern für verschiedene Anwendungen bei Privat- und Gewerbekunden, zum Beispiel für die Spitzenlastglättung oder die Optimierung des Eigenverbrauchs der Kunden.

Die bereits erfolgten Verbesserungen der rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen für Stromspeicher haben dazu beigetragen, ein werthaltiges Geschäftsfeld erfolgreich zu besetzen und Erfahrungen auf verschiedenen Gebieten zu sammeln. Gleichwohl zeigen uns die anstehenden Herausforderungen der Energiewende, dass noch viele Hemmnisse bestehen, schnell die benötigten Speicherkapazitäten aufzubauen. Das Wichtigste ist die Herstellung langfristig stabiler und planbarer Rahmenbedingungen für den Betrieb der Speicher aller Größenklassen.

Positionen des VKU in Kürze

Es ist aus unserer Sicht eine zentrale Frage, wie die Potenziale von Stromspeichern für das zukünftige Energiesystem erschlossen werden können. Deshalb begrüßen wir es ausdrücklich, dass die Bundesregierung sich in dem vorliegenden Papier mit dieser Thematik befasst. Den Entwurf der Stromspeicher-Strategie sehen wir als einen ersten Entwurf, der in Folge der aktuellen Konsultation weiterentwickelt werden sollte. Hierbei sollten aus unserer Sicht insbesondere folgende Punkte berücksichtigt werden:

- › **Speicherhochlauf technologieoffen ermöglichen:**
Die Stromspeicherstrategie erscheint nicht technologie-neutral, weil sie hauptsächlich auf Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher fokussiert ist. Andere im Einzelfall sinnvolle Technologieoptionen (Power-to-X-to-Power, Wärmespeicher) werden leider nicht adressiert, sollten aber gleichbehandelt werden.
- › **Europäischen Definitionsrahmen für Speicher vollständig umsetzen:**
Die in Deutschland immer noch nicht erfolgte vollständige Umsetzung des im europäischen Recht gesetzten Definitionsrahmens für Energiespeicher und Energiespeicherung führt zu vielfältigen Hemmnissen und immer wiederkehrenden Diskussionen, beispielsweise über die endgültige Befreiung der Speichertechnologien von Abgaben und Umlagen.
- › **Knappheitssignale am Strommarkt reizen Stromspeicher an:**
Der Aussage, dass die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten aktuell gegeben ist, können wir nicht ohne Einschränkungen zustimmen. Zwar wird weiter in Speicherausbau investiert, aber vielfach nur getrieben durch Fördermaßnahmen. Zentral für den weiteren Speicher-Zubau sind langfristig planbare wirtschaftliche Rahmenbedingungen in einem investitionsfreundlichen Umfeld. Das heißt, es braucht ein glaubhaftes Bekenntnis, dass Knappheitssignale, also zeitlich begrenzte hohe Preise, an den Strommärkten zugelassen werden.
- › **Parallelen Stromspeicher-Betrieb mit Grünstrom und Graustrom zulassen:**
Viele Nutzungsszenarien, die Speicherprojekte langfristig planbar machen würden, sind derzeit nicht möglich oder mit wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden. Beispielsweise sollten Speicher sowohl für Grün- wie auch für Graustrom genutzt werden können. Zudem sollten Anwendungen für Multi-Use-Speicher, bei denen ein Teil der Kapazität für marktgetriebene Arbitragegeschäfte und ein anderer Teil für Netz-/Systemdienstleistungen genutzt wird, erleichtert werden. Die bisherigen Regelungen behindern marktgetriebene Investitionen in Speichieranlagen, die Netzdienstleistungen erbringen.

Stellungnahme

Allgemeine Bemerkungen

Stromspeicher spielen im Zuge der Energiewende sowohl für die Energiespeicherung als auch für die Stabilisierung der Stromversorgung eine wichtige Rolle. Sie weisen ein **großes Flexibilitätspotenzial** auf, welches im zukünftigen Energiesystem sowohl auf der Markt- als auch auf der Netzseite benötigt wird. Durch die wegfallenden Flexibilitäten fossiler Kraftwerke und die immer weiter voranschreitende Marktdurchdringung dargebotsabhängiger (und damit unflexibler) erneuerbarer Energieerzeugung bedarf es neuer Flexibilitäten im System. Diese können einerseits durch neue steuerbare Kraftwerke, deren Rahmenbedingungen in der Kraftwerksstrategie erarbeitet werden und andererseits durch einen starken Hochlauf wettbewerbsfähiger Speicher erzielt werden. Deshalb kann der Beitrag von Batterien zur Sicherung der Systemstabilität im Stromnetz und damit zum Gelingen der deutschen Energiewende nicht hoch genug eingeschätzt werden. Da noch nicht absehbar ist, welche Speichertechnologien in Zukunft marktreif sind, setzen wir uns für eine **technologieoffene Herangehensweise** beim Rechtsrahmen für Stromspeicher ein.

Wenngleich in dem Strategieentwurf wesentliche Treiber und Hemmnisse benannt werden, bleiben die dahinterliegenden Maßnahmen und das weitere Vorgehen weitestgehend unkonkret und vage. Hier wäre an der ein oder anderen Stelle eine schärfere Konkretisierung und Akzentuierung wünschenswert gewesen (z. B. 3.11, 3.13).

Die Euphorie zur Höhe der Batteriespeicher-Kapazität vollziehen wir so nicht nach. Von der gesamten Speicherkapazität in Höhe von 11,4 GWh Ende 2023 sind mehr als 84 Prozent **Heimspeicher**, die vermutlich im Zusammenhang mit einer PV-Anlage installiert wurden. Die Kapazität der Heimspeicher vollständig in die Frage der Systemstabilität einzubeziehen, ist aus unserer Sicht fahrlässig. Denn diese Speicher könnten durch Hard- oder Softwarefehler ausfallen (siehe SENEK-Speicher), gezielt durch Cyber-Angriffe außer Betrieb gesetzt werden oder Heimspeicher-Besitzer könnten die Speicherkapazitäten dem Markt vorenthalten.

Problematisch für die zeitnahe Inbetriebnahme baulich fertiggestellter Speicherprojekte ist die durch den zurecht bestehenden Netzanschlussvorrang für Erneuerbare Energien Anlagen häufig auftretende Verzögerung beim Netzanschluss. Momentan werden Netzspeicher nach KWKG oftmals nachrangig erst nach mehreren Jahren Netzausbau angeschlossen, da so viele EEG-Einspeiseanfragen gestellt werden. Die Speicher werden also durch EEG-Anfragen verdrängt und bekommen erst sehr spät einen Netzanschluss, obwohl Speicher genauso sehr im Netz benötigt werden.

Eine Gleichbehandlung würde zur Beschleunigung von Netzanschlüssen führen. Deshalb sollte der Netzanschlussvorrang nach § 8 Absatz 1 EEG für alle Stromspeicher gelten, da diese für das Energiesystem nötig sind.

Zu 2.2 Die Rolle der Stromspeicher

a) Einordnung von Stromspeichern

In ihrer jetzigen Fassung adressiert die Stromspeicher-Strategie offenbar nur Batteriespeicher und Pumpspeicherwerke. Andere, im Einzelfall sinnvolle Technologien, die Energie in einem anderen Medium speichern (bspw. Wärme oder Moleküle) und zurückverstromen, sind nicht adressiert, sollten aber im Sinne der **Technologieoffenheit** ebenfalls von verbesserten Rahmenbedingungen profitieren können.

So adressiert die Strategie (nur) die „**Kurzzeit-Speicherung**“ durch Batteriespeicher (Erbringung von Regelenergie und/oder Arbitragehandel sowie zukünftig sehr „schnelle“ Systemdienstleistungen wie Momentan-Reserve im Sekundenbereich und Blindleistung – hier ist die Leistung mehr im Vordergrund) und weniger die „**Langzeit-Speicherung**“ über mehrere Tage/Wochen (hier steht ein hohes Arbeitsvermögen im Vordergrund).

b) Kategorien und Anwendungsfelder von Stromspeichern

Im Gegensatz zur Aussage "Großbatterien werden daher für gewöhnlich an strategisch günstigen Orten errichtet, häufig direkt neben Umspannwerken, da ihre Netzintegration hier i.d.R. keinen bzw. nur einen sehr begrenzten Stromleitungsausbau erfordert.", ist aus unserer Sicht eine Installation in der Nähe von Erzeugungsanlagen aus netztechnischer Sicht sinnvoller, da diese eine gemeinsame Nutzung des Netzverknüpfungspunktes ermöglicht. Eine Installation direkt an Umspannwerken würde zu notwendigen Parallelinvestitionen führen.

Zu 2.4 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

Die aktuelle Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher basiert meist auf der Grundlage von Regelenergie und ist für zukünftige Geschäftsmodelle mindestens als kritisch einzustufen bzw. mangelt es an angemessener Rendite im Verhältnis zu den Projektrisiken. Der bisherige Ausbau an stationären Großbatterien zur Erbringung von Regelenergie basierte, vor allem historisch bedingt, auf noch ausreichend hohen Preisen für die Primärregelung. Durch die schnelle Marktsättigung in diesem kleinen Marktsegment und den damit verbundenen schnellen Preisrückgang ergibt sich allerdings kein tragfähiges Geschäftsmodell mehr.

Der Arbitragehandel ist als Alternative mit **hohen Unsicherheiten** verbunden und stellt ein nicht unerhebliches **Projektrisiko** dar (es gibt keine verlässlichen Prognosen zu langfristigen **Preisdifferenzen im Intraday-Handelsmarkt**).

Zwar hat sich im Vergleich zum Zeitraum vor der Energiekrise der untertägige Spread am Intraday Markt deutlich vergrößert, jedoch ist die mit steigendem Speicherangebot (und geringeren Einsatzzeiten von teuren Gaskraftwerken) erzielte Preisdämpfung in Zukunft nur schwer abzuschätzen. Aufgrund dieser vielen Unsicherheiten führt dies aktuell zu einer eher abwartenden Haltung und technisch sinnvolle Projekte im Sinne der Energiewende werden verschoben bzw. zurückgestellt. Dies stellt auch ein wesentliches Projekthemmnis bei der Innovationsausschreibung dar (verpflichtende Betriebszeit von 20 Jahren)

Zu 2.5 Rechtsrahmen; Verbesserungen durch jüngste Novellen und Festlegungen

Wir begrüßen, dass einige Verbesserungen im Rechtsrahmen für Speicher vorgenommen wurden. Jedoch sind noch einige entscheidende Regelungen (z.B. Befreiungen von Entgelten und Umlagen) an zu enge Bedingungen geknüpft und werden nur befristet zugestanden. Darin sehen wir ein erhebliches Hemmnis für einen schnellen Hochlauf der Investitionen in Speichertechnologien.

a) Energiespeicherdefinition

Nach der Auffassung des VKU ist die Sicht der Bundesregierung, dass Energiespeicher je nach Betriebszustand als Verbraucher bzw. Erzeugungsanlage gesehen werden, durch die europäische Regelung nicht aufrecht zu erhalten. Diese höherrangigen Regelungen verstehen wir so, dass der Verbrauch ein und derselben Kilowattstunde auf einen späteren Zeitpunkt im Vergleich zur Erzeugung verlagert wird, denn das europäische Recht differenziert zwischen der Anlage (Energiespeicher) und ihrer Tätigkeit (Zwischenspeichern, Herstellung des Zeitversatzes zwischen Erzeugung und Verbrauch).

Speicher könnten also wichtige Aufgaben übernehmen, ohne Strom zu verbrauchen. Würde die europäische Regelung in Deutschland so gesehen und angewandt, wären beispielsweise die wiederkehrenden Diskussionen um die **immer wieder befristeten Befreiungen von Abgaben und Umlagen** unnötig und zudem bestünde nicht das Problem, dass durch die Zwischenspeicherung von Strom Herkunftsnachweise verloren gingen.

b) **Überragendes öffentliches Interesse für Stromspeicher**

Dass die Errichtung von Batteriespeichern im überragenden öffentlichen Interesse steht und dem Ausbau der PV-/Windanlagen gleichgestellt worden ist, ist ausdrücklich zu begrüßen. Leider gibt es aktuell noch eine Ungleichbehandlung zu PV-Anlagen, die unmittelbar an Autobahnen platziert werden sollen. Bei der Einhaltung von Schutzzonen werden Batteriespeicher gegenüber den PV-Anlagen noch schlechter gestellt (größere Schutzzone bei Batterie (40m) - gegenüber PV-Anlage (20m)).

c) **Netzentgelte**

Die **Verlängerung der Netzentgeltbefreiung** gegenüber der aktuellen Regelung nach § 118 EnWG um weitere 3 Jahre auf 2029 ist zu begrüßen. Unverständlich bleibt allerdings, warum diese Befreiung nicht heute schon vollständig entfristet wird. Da bisher nicht absehbar ist, was nach dem Ablauf der Befristung im Jahr 2029 geschehen soll, ist eine längerfristige **wirtschaftliche Planbarkeit** für die Investoren nicht gegeben. Deshalb bedarf es einer **rechtssicheren Entfristung der Netzentgeltbefreiung** über 2029 hinaus.

d) **Umlagen**

Die im EnFG erfolgte Erleichterung hinsichtlich der dort genannten Umlagen für bidirektionale Speicher ist begrüßenswert, die Saldierungsregelung führt allerdings zu zusätzlichen Aufwänden. Ein sehr wesentliches Problem ergibt sich zudem aus der Tatsache, dass nur bidirektional arbeitende Stromspeicher davon profitieren. Power-to-X-Anlagen, aus denen rückverstromt und wieder eingespeist wird, sind nicht erfasst. Wir empfehlen, hier zu einem technologieoffenen Ansatz überzugehen, damit potenzielle Investoren die im konkreten Einzelfall sinnvollste Lösung einsetzen können.

e) **Stromspeicher und EEG**

Zutreffend heißt es in der Strategie, dass Stromspeicher als Anlagen im Sinne des EEG gelten, wenn sie beim Aufladen ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas beziehen. Das Erfordernis der **Ausschließlichkeit verhindert aber Multi-Use-Anwendungen**. Zudem kommen diese Speicher in der Realität aktuell kaum zum Einsatz, da die Innovationsförderung an die Betriebsfähigkeit des Speichers gekoppelt ist. Für den Anlagenbetreiber übersteigt das Risiko eines Förderausfalls die Opportunitätskosten aus der Nicht-Nutzung des Speichers. Im Ergebnis müsste praktisch für jede Anwendung ein eigener Speicher gebaut werden. Das ist ineffizient und ebenfalls ein wesentliches Hemmnis.

Zu 3.1 Hemmnisanalyse

Eine sorgfältige Hemmnisanalyse ist nach unserer Auffassung die Voraussetzung einer Stromspeicherstrategie und sollte daher dringend in Zusammenarbeit mit der Branche und den energiewirtschaftlichen Verbänden in Angriff genommen werden.

Die grundsätzliche Erkenntnis, dass die derzeitigen Marktmechanismen zu einem gewissen Hochlauf der Ausbautzahlen führen, trifft nach unserer Einschätzung zu. Dennoch gibt es weiterhin Hemmnisse für den Hochlauf von Stromspeichern:

- Es ist davon auszugehen, dass PRL- und SRL-Markt zeitnah gesättigt sind, da bereits kleine Kapazitätswüchse in diesen Märkten einen signifikanten Effekt haben. Dementsprechend wird sich die **Wirtschaftlichkeit zukünftig am Intraday-Markt** ausrichten.
- Aufgrund der hohen Investitionskosten für Batteriespeicher bei geringen Grenzkosten im Betrieb, müssen die Speicher hohe Deckungsbeiträge erzielen, um ihre Fixkosten zu refinanzieren. Sind die Speicher an den Energiemärkten aktiv, sind sie dafür auf die (untertägigen) **Preisunterschiede an den Spotmärkten** angewiesen. Deshalb bedarf es, um **langfristige Erwartungssicherheit und Planbarkeit** zu gewährleisten, eines glaubhaften Bekenntnisses, dass Knappheitssignale, also zeitlich begrenzte hohe Preise, an den Strommärkten zugelassen werden.
- Durch den Zubau weiterer flexibler Verbraucher (bspw. Elektrolyseure) kann auch die Volatilität am Intraday-Markt abnehmen und somit eine rein wirtschaftliche Errichtung von Großspeichern verhindern. Dementsprechend sollte bereits jetzt analysiert werden, ab welchem anzunehmenden Stand an EE-Ausbau, Batterie-Ausbau und Elektrolyseurzuwachs die Marktpreise am Intraday-Markt nur noch eine geringe Volatilität aufweisen werden.
- Derzeit ist es Industrie- und Gewerbespeichern, die hinter dem Zähler installiert sind, nicht ohne weiteres möglich, an den Energiemärkten teilzunehmen und dem System Flexibilität bereitzustellen. Hier können standardisierte Verfahren Abhilfe schaffen, die es den Betreibern ermöglichen, unabhängig von der Wahl ihres Energieversorgers mit dem Speicher an den Energiemärkten teilzunehmen. Zurzeit müssen dafür komplexe Verfahren für die Übertragung von Bilanzkreismitgliedern erfolgen, für die es noch keine standardisierten Prozesse gibt.

Zu 3.2 Stromspeicher im Kontext des EEG

a) Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom

Die Möglichkeit des **parallelen Betriebs mit Grünstrom und Graustrom** führt zu einem verbesserten Nutzungsgrad der eingesetzten Anlagen. Auch volkswirtschaftlich ist die aktuelle Beschränkung auf die Nutzung von Grünstrom nicht sinnvoll, da dadurch die Auslastung eingeschränkt und die Stromgestehungskosten unnötig gesteigert werden, was Investitionsanreize verringert und daher die Integration der Erneuerbaren verlangsamt.

Aufgrund der Volatilität der Erzeugung und des starken Anstiegs der Kapazitäten wird der überwiegende Teil der Speichernutzung durch EE-Strom erfolgen und perspektivisch - Ziel 2035: 100 % EE-Strom - komplett ausmachen.

Zudem ist aufgrund der geringen Grenzkosten von EE-Anlagen und der weiteren Verteuerung von fossil erzeugtem Strom (u.a. CO₂-Bepreisung) eine Einspeicherung von konventionell erzeugtem Strom nur in Mangellagen wirtschaftlich. Jede gespeicherte MWh reduziert die notwendige fossile/ wasserstoffbasierte Spitzenleistung, die aufgrund der geringen VBH notwendigerweise für mehrere 100 €/MWh produziert. Somit sind **Stromspeicher als Systemdienstleister** zu verstehen. Aus diesem Grund unterstützen wir das Vorhaben, dass sich Anlagenbetreiber beim Stromspeicherbetrieb nicht zwischen Grün- und Graustrom entscheiden müssen.

b) Integration von EE-Anlagen durch erzeugungsnahe Speicher

Für EE-Großprojekte, welche in der sonstigen Direktvermarktung verankert sind, können wir bestätigen, dass oftmals erzeugungsnahe Speicher integriert werden.

Bei kleineren EE-Parks (ein- bis zweistelliger MW-Bereich) in der klassischen DV innerhalb der Innovationsausschreibung, kommen Stromspeicher aus unserer Sicht aktuell nur unzureichend zur Geltung, da die Innovationsförderung an die Betriebsfähigkeit des Speichers gekoppelt ist. Für Anlagenbetreiber übersteigt das Risiko eines Förderungsausfalls – aufgrund eines Ausfalls des Batteriespeichers o.ä. – oftmals die Opportunitätskosten aus der Nicht-Nutzung des Speichers. Hier muss eine rechtliche Sicherheit geschaffen werden, dass die Fördermechanismen auch beim Ausfall des Speichers greifen.

Zu 3.3 Netzentgelte

a) Großspeicher im Netz

Die **Verlängerung der Netzentgeltbefreiung** gegenüber der aktuellen Regelung nach § 118 Absatz 6 EnWG um weitere 3 Jahre auf 2029 ist ausdrücklich zu begrüßen. Unverständlich bleibt allerdings, warum diese Befreiung nicht vollständig entfristet wird. Da bisher nicht absehbar ist, was nach dem Ablauf der Befristung im Jahr 2029 geschehen soll, ist eine **längerfristige wirtschaftliche Planbarkeit** für die Investoren nicht gegeben. Deshalb bedarf es einer Entfristung der Netzentgeltbefreiung über 2029 hinaus.

b) Kleinspeicher

Ein klarer wirtschaftlicher Mehrwert durch die Ansteuerung der Speicher seitens des Netzbetreibers muss für die Heimspeicherbesitzer erkennbar sein, um Akzeptanz zu schaffen. Ansonsten wird dies als Eingriff in die Privatsphäre wahrgenommen. Für eine vollständige Systemintegration sollten Betreibern **marktliche Produkte** zur Verfügung gestellt werden, die den systemdienlichen Einsatz der Heimspeicher sinnvoll machen.

Zu 3.4 Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge

Baukostenzuschüsse (BKZ) stellen an vielen Standorten ein klares Investitionshindernis dar. Vor allem die regionalen Unterschiede in der Höhe der BKZ führen zu regional unterschiedlichen Investitionsanreizen, die nicht notwendigerweise mit den Anforderungen des Gesamtsystems übereinstimmen, da hierdurch ganze Regionen de facto vom Ausbau der Speicher ausgegrenzt werden. Wir begrüßen daher das Vorhaben, die Systematik der Baukostenzuschüsse für Großspeicher durch die BNetzA überprüfen zu lassen und gegebenenfalls zu vereinheitlichen. Möglicherweise sollte eine Ermäßigung für netzdienlich betriebene Anlagen in Erwägung gezogen werden, um zielgerichtete Investitionen anzureizen.

Zu 3.5 Beschleunigung von Netzanschlüssen

Die Ausweitung des **Netzanschlussvorrangs** von Grünstromspeichern auf sämtliche Energiespeicheranlagen ist zu begrüßen. Der Hochlauf der Speicherinstallationen ist der Integration von EE-Anlagen zuträglich, auch wenn diese nicht in unmittelbarer Nähe zueinander errichtet werden.

Für Industrie- und Gewerbespeicher gibt es diverse Hemmnisse.

- Batteriespeicher benötigen hier eine Anlagenzertifizierung für Erzeugungsanlagen, auch wenn sie nicht in das Netz zurückspeisen. Dieser Prozess ist zeit- und kostenintensiv und verhindert die Zuschaltung bereits projektierte Systeme.
- Die derzeitigen Fristen von zwei Wochen für Netzanschlusszusagen sind von sehr kurzer Dauer und stellen eine große Unsicherheit für geplante Projekte dar.
- Bei vorhandenen Netzanschlusskapazitäten gibt es eine große Intransparenz. Eine transparente Kommunikation der verfügbaren Kapazitäten kann zu einem schnelleren Hochlauf beitragen.

Darüber hinaus sollten Standorte für Großbatteriespeicher systemdienlich gewählt werden. Die Netzbetreiber sollten Anschlussbegehren von Großspeicherprojekten bei nachweislicher Zusatzbelastung für die Netztransformation auch ablehnen können (z.B. in Netzgebieten ohne nennenswerten EE-Stromüberschuss). Der Arbitrage-Handel im aktuellen Marktmodell berücksichtigt nämlich noch nicht die lokalen Engpasssituationen der einzelnen Netzbetreiber.

Zu 3.6 Stärkung von Standortgemeinden (Akzeptanzförderung vor Ort)

Eine finanzielle Beteiligung von Kommunen an Stromspeichern nach Vorbild § 6 EEG ist aus unserer Sicht nicht zielführend, da Batteriegroßspeicher im Vergleich zu Windkraft- oder PV-Anlagen einen geringeren Einfluss auf das Landschaftsbild und somit auf die Akzeptanz vor Ort haben.

Durch den hohen bürokratischen Aufwand und zusätzliche Kosten, würde der Ausbau an Stromspeichern ausgebremst. Darüber hinaus wäre bei einem solchen Instrument unklar, wie verhindert werden kann, dass nicht sowohl bei der Erzeugung in Wind- oder PV-Anlagen als auch bei der Zwischenspeicherung für dieselbe kWh Strom, eine kommunale Beteiligung ausgezahlt wird. Den oft geschürten Ängsten vor negativen Eigenschaften kann durch Aufklärungsarbeit in der Kommune oder einer freiwilligen Nutzung bereits bestehender Beteiligungsmodelle begegnet werden. Dies bietet größere Aussicht auf eine zügige, kosteneffiziente und für alle Beteiligten planungssichere Projektrealisierung.

Zu 3.7 Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen

Derzeit herrscht in den Genehmigungsbehörden insb. auf Landesebene große Unsicherheit bezüglich der genehmigungsrechtlichen Grundlage für den Bau von Speichern im Außenbereich. Der Interpretationsspielraum des § 35 BauGB in Verbindung mit § 11c EnWG ist groß und gibt wenig Planungssicherheit. Auch eine Konkretisierung der Anforderungen, die sich aus dem WHG bzw. der AwSV ergeben, ist zu begrüßen. Ein in der Veröffentlichung des BMWK nicht genannter Punkt ist das Thema Löschwasserrückhaltung und die Löschwasser-Rückhalte-Richtlinie (LÖRüRI). Speicher (insb. Lithium-Ionen-Speicher) sind darin nicht beschrieben und es gibt auch keinen anerkannten Stand der Technik zur Umsetzung der Löschwasserrückhaltung.

Zu 3.8 Sicherung der Systemstabilität

Eine verpflichtende technische Anforderung zur Teilnahme im Rahmen der Netzanschlussregeln ist abzulehnen, da sich dadurch weitere Investitionshemmnisse ergäben. Mit dem Ziel des schnellen Hochlaufs der Ausbautzahlen sollte daher auf marktliche Mechanismen gesetzt werden.

Zudem sollten Batteriespeicher künftig in der Planung der Netzbetreiber als Netzbetriebsmittel eine Rolle spielen (dürfen), da Batteriespeicher unter Umständen eine kostengünstigere Alternative zum Netzausbau darstellen können.

Zu 3.9 Verbesserungen bei der Regelleistung

Der Markt für Primärregelleistung wird vielfach durch Batteriespeicher besetzt, sodass von einer baldigen Sättigung auszugehen ist. Weitere Kapazitäten könnten über kurzfristigere Produkte angereizt werden. Für eine effizientere Beschaffung der Sekundärregelleistung kann die Umstellung auf ein pay-as-clear-Verfahren – insbesondere im Kapazitätsmarkt der SRL – förderlich sein und dazu führen, dass aufgrund der reduzierten Komplexität mehr Batteriespeicher an der SRL teilnehmen.

Zu 3.10 Evaluierung von „Netzboostern“

Die Errichtung von Netzboostern sehen wir mit Blick auf die Vorschriften zum Unbundling nach wie vor kritisch. Die Kriterien für die Evaluierung der Netzbooster müssen transparent gemacht werden, vor allem die Kosten-Nutzen-Abwägung sollte eine zentrale Rolle spielen. Erst nach einer Auswertung der ersten beiden Piloten, sollten weitere Netzbooster errichtet werden, damit teure Fehlinvestitionen vermieden werden. Auch ist zu prüfen, ob eine marktliche Beschaffung der Speicherkapazität nicht effizienter ist.

Zu 3.11 Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens

Die Aktivierung der Potenziale des bidirektionalen Ladens erachten wir als zielführend. Gleichzeitig geben wir zu Bedenken, dass trotz der zu erwartenden Kapazität der mobilen Batteriespeicher das Potenzial immer nur beschränkt und kleinteilig zur Verfügung stehen wird und keinesfalls die Notwendigkeit großer stationärer Batteriespeicher ersetzen wird, sondern als intelligente funktionale Kapazitätseinheit mitgedacht werden sollte.

Für die Herstellung sinnvoller Anreize zum bidirektionalen Laden im Heimbereich ist der schnelle Hochlauf der intelligenten Messsysteme unabdingbar. Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte im Rahmen des § 14a EnWG stellt einen Schritt in die richtige Richtung dar, weitere müssen jedoch folgen, um Akzeptanz und sinnvolle wirtschaftliche Anreize zur Teilnahme am bidirektionalen Laden durch die Verbraucher zu schaffen. Dabei stehen Heim-Energiemanagementsysteme (HEMS) im Mittelpunkt, die automatisiert auf Preissignale vom Netz oder vom Markt reagieren können und damit das Flexibilitätspotenzial der E-PKW-Flotten aktivieren.

Konkreten kurzfristigen Handlungsbedarf sehen wir hinsichtlich einer Legaldefinition des Begriffs „Mobiler Speicher“, dem diskriminierungsfreien Zugang zu Fahrzeugdaten (z.B. Ladezustand/ Energiebedarf) und einer Gleichbehandlung von mobilen und ortsfesten Speichern hinsichtlich der Befreiung von Netzentgelten.

Zu 3.12 Erörterung von Hemmnissen bei Pumpspeicherkraftwerken

Das Ausbaupotential von Pumpspeicherkraftwerken ist begrenzt. Gleichwohl sollten Maßnahmen zur Förderung/Erhaltung der Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen ergriffen werden. Generell muss aber auch hier die Technologieoffenheit berücksichtigt werden, also ob andere Technologien unter Berücksichtigung der erforderlichen Ressourcen (z.B. Flächenbedarf), Eingriffen in die Natur und Akzeptanz in der Bevölkerung nicht geeignete Alternativen darstellen. Heute schon sind Batteriespeicher in industriellen Ballungsgebieten eine Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken.

Zu 3.13 Stromspeicher als Flexibilitätsoption

Die vorgeschlagenen Initiativen sind zu begrüßen. Da die Nutzung von batterieelektrischen Großspeichern eine wesentliche Maßnahme im Zuge der Flexibilisierung des Energiesystems darstellt, sind zeitnah die regulatorischen Rahmenbedingungen zu schärfen. Da Elektrolyseure und Wärmespeicher ebenso wie Batteriespeicher netzdienlich flexibel steuerbar sind, sollten diese Anlagen gleichgestellt und von Netzentgelten befreit werden, wie es für Elektrolyseure bereits der Fall ist.

Insgesamt sollten Flexibilitätsoptionen aufgrund von Preissignalen effizient ausgebaut und eingesetzt werden können. Das Ausbauvolumen sollte Ergebnis des Marktes sein und nicht politisch vorgeschrieben werden.

Zu 3.14 Stromspeicher-Potenziale im Energiesystem ermitteln

Die Deckung des Bedarfs nach Flexibilität im Stromsystem sollte insbesondere in einem technologieutralen und diskriminierungsfreien Wettbewerb durch Markt- und Preissignale erfolgen. Da die zeitliche Verlagerung von Verbrauch durch Stromspeicher einen Wert an sich besitzt, sollte der Zubau an Speichern und ggf. als notwendig angesehene Subventionen technologieoffen ermöglicht werden. Insbesondere sollten nicht nur Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher berücksichtigt werden.

Zu 3.15 Entwicklung einer Speicherstatistik

Wir regen an, dies mit einer Studie zu verknüpfen. Die reine installierte Leistung und Speicherkapazität ist nicht sehr aussagekräftig. Wesentlich erkenntnisreicher wäre zu erfassen, wofür sie eingesetzt werden und was im Vergleich zu Deutschland in anderen Ländern passiert und was die Gründe dafür sind. Auch muss geprüft werden, ob der Einsatz von Speichern zunehmen würde, wenn sich Netzentgelte und Regularien ändern. Auf der Basis solcher Erkenntnisse ließen sich zielgerichtete Maßnahmen entwickeln.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Jan Wullenweber
Bereichsleiter Energiesystem
und Energieerzeugung
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-380
E-Mail: wullenweber@vku.de

Alexander Pehling
Fachgebietsleiter Elektromobilität
und Speichertechnologien
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-383
E-Mail: pehling@vku.de