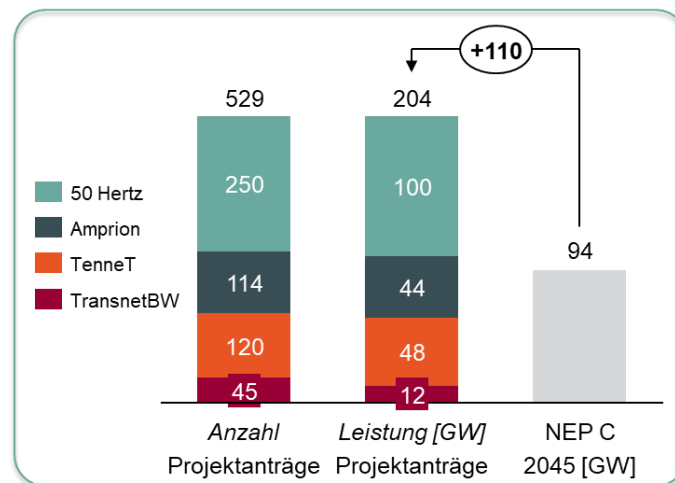


Hochlauf der Großbatteriespeicher – Was jetzt zu tun ist

In den letzten Jahren sind die Preise für Batteriezellen und damit die Kosten der Herstellung von Großbatteriespeichern stark gesunken. In der gleichen Zeit ist die Spreizung der Börsenstrompreise insbesondere aufgrund des boomenden PV-Ausbaus gestiegen. Überdies gilt für bis 2029 an das Stromnetz angeschlossene Speicher eine Befreiung von der Zahlung von Netzentgelten. Die Kombination dieser drei Faktoren hat die Rentabilität von Speichern innerhalb kürzester Zeit enorm erhöht. Das Ergebnis ist ein wahrer Tsunami von Speicher-Anschlussanfragen: Allein im Netz von 50Hertz liegen aktuell Anschlussanträge in Höhe von deutlich über 100 GW Leistung vor, in ganz Deutschland beträgt die kumulierte Leistung der vorliegenden Anschlussanträge für Großbatterien ans Übertragungsnetz über 200 GW – weit mehr, als im aktuellen Szenariorahmen für das Klimaneutralitätsjahr 2045 veranschlagt wird. Die Realität hat frühere Prognosen damit deutlich überholt.

In Anbetracht dieser enormen Dynamik stellen sich deshalb zwei Fragen mit großer Dringlichkeit: Welche Rolle können Batteriespeicher künftig im Stromsystem spielen? Und welche Weichen müssen gestellt werden, damit der Netzanschlussprozess auch in Anbetracht einer Vielzahl von Anfragen bestmöglich gestaltet werden kann?



Welche Rolle können Großbatteriespeicher im Stromsystem (nicht) spielen?

- Großbatteriespeicher haben großes Potenzial, die Dekarbonisierung des Stromsystems zu unterstützen, weil sie in mehrfacher Hinsicht die intermittierende Eigenschaft Erneuerbarer Energien ausgleichen können: Batteriespeicher optimieren sich in der Regel an den kurzfristigen Strommärkten. Sie beziehen Strom in Stunden mit sehr niedrigen bzw. negativen Preisen und damit typischerweise hoher EE-Einspeisung. Der eingespeicherte Strom wird ausgespeist, wenn der Börsenpreis hoch ist, also weniger Strom aus Erneuerbaren Energien durchs Netz fließt. Durch dieses Verhalten können sie Erzeugungsüberschüsse abmildern und systementlastend wirken, was insbesondere mit Blick auf die PV-Erzeugung relevant ist. Umgekehrt können sie

durch die Reduktion von Lastspitzen auch bei Dunkelflauten den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung reduzieren. In beiden Situationen hängt ihr Beitrag auch davon ab, wie groß die Speicherkapazität ist, also wie lange die Batterie bei voller Leistung ge- oder entladen werden kann. Ein weiterer positiver Aspekt von Batterien kann darin bestehen, dass ihre Flexibilität zum Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen (insbesondere von Erneuerbaren Energien) genutzt werden kann. Dabei ist aber zu beachten, dass dieses marktoptimierte Verhalten nicht immer auch netzdienlich ist. Insbesondere kurzfristige Anpassungen können bestehende Engpässe verschärfen und Netzbetreiber vor Herausforderungen stellen, im ungünstigsten Fall sogar „gegen das Netz“ wirken.

- Auf der anderen Seite können Speicher künftig bei einer Integration in die entsprechenden Prozesse auch zur Lösung von Netzengpässen beitragen. Aus Netzsicht können Batterien auch darüber hinaus wichtige Funktionen erfüllen, denn sie haben das technische Potenzial, Systemdienstleistungen zu erbringen, die bisher überwiegend von konventionellen Kraftwerken übernommen werden – dazu gehören Momentanreserve, statische und dynamische Blindleistung sowie perspektivisch auch Schwarzstartfähigkeit.
- Großbatteriespeicher bieten enorme Flexibilitätspotenziale. Welchem Zweck diese Flexibilitäten am Netz dienen – der *Selbst- oder System-Optimierung*, der Be- oder Entlastung des Netzes – hängt von den Spielregeln ab. Diese müssen klug ausgestaltet werden, bevor Speicher im Großmaßstab ans Netz kommen.

Welche Weichen müssen gestellt werden, um den Netzanschlussprozess von Großbatteriespeichern zu verbessern?

Der rasante Anstieg von Batterie-Anschlussanträgen an das Übertragungsnetz ist neben den eingangs erwähnten Gründen auch der Tatsache geschuldet, dass das Geschäftsmodell von Batteriebetreibern, also der Ausgleich kurzfristiger Preisschwankungen an den Strommärkten, mit jeder neu angeschlossenen Batterie weniger lukrativ wird – je früher ein Speicher angeschlossen ist, desto mehr kann er also von den Preisdifferenzen profitieren. Der daraus resultierende Wettbewerb um möglichst frühzeitigen Netzanschluss treibt die Grundstückspreise potenzieller Speicherstandorte und hat zur Folge, dass auch Immobilienbesitzer und Spekulanten, die über keine Projekterfahrung im Bereich der Energiewirtschaft verfügen, eigene Anträge einreichen. Da eine Anschlussanfrage bisher mit keinerlei Kosten verbunden ist, reichen viele Projektierer überdies ein- und denselben Antrag für mehrere Standorte ein, um ihre Chancen zu erhöhen, irgendwo den Zuschlag zu bekommen. Kurzum: Eine für die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr zu bewältigende Flut von Anschlussanfragen hat den bisher geltenden „first come, first served“-Ansatz (Windhundverfahren) an seine Grenzen geführt. Das Netzanschlussverfahren sollte deshalb grundsätzlich reformiert werden: Sinnvoll wären zyklische Cluster-Studien, bei denen zu einem gewissen Stichtag eine Analyse aller bis dahin vorliegenden Anschlussanträge vor dem Hintergrund der netztechnischen Situation durchgeführt werden würden. So könnten Anschlussbegehren gesamtheitlich betrachtet und Anschlusszusagen gesamtsystemisch optimiert werden. Bei Überzeichnung bestimmter Netzverknüpfungspunkte sollte die Priorisierung künftig nicht mehr nach dem Windhundverfahren, sondern auf Basis der nachgewiesenen Projektreifegrade erfolgen. Damit dies gelingt, sind rechtliche Änderungen und Klarstellungen notwendig:

- So genießen EE-Anlagen gemäß EEG einen unverzüglichen Anschlussvorrang und können deshalb nicht in die üblichen turnusmäßigen Cluster-Studien integriert werden. Der Anschlussvorrang für Erneuerbare macht

die aus Gesamtsystemsicht höchst sinnvolle Vorgehensweise, nämlich eine Bewertung und Optimierung aller Netzanschlussvorhaben zu einem Stichtag und in einer gemeinsamen Cluster-Studie, unmöglich. Systemisch sehr wünschenswerte und effiziente Hybridprojekte, etwa aus EE-Erzeugern, Batterien und Lasten, werden damit massiv behindert. Der EE-Anschlussvorrang ist nicht mehr zeitgemäß und sollte deshalb aus dem EEG gestrichen werden.

- Im Kontext von Batteriespeichern wird diese Problematik dadurch verstärkt, dass gemäß § 17 (2a) EnWG der Netzanschlussvorrang von EE-Anlagen nicht gegenüber Energiespeichern gilt. Das bedeutet: Sobald eine EE-Anlage ein Anschlussbegehren stellt, dürfen dort ebenfalls nach Anschluss verlangende Batteriespeicher nicht benachteiligt werden. Das wiederum bedeutet eine Benachteiligung aller anderen entnahmeseitigen Netzanschlusspetenten (u.a. Industriekunden wie z.B. neue Halbleiterfabriken), die eigentlich im gemeinsamen Cluster-Studien-Verfahren mit Batterien zu berücksichtigen wären. § 17 (2a) EnWG ist sachlich unnötig und erzeugt ein unauflösbares Dilemma. Er sollte deshalb gestrichen werden.
- Der unmittelbare Netzanschlussvorrang von EE-Anlagen bzw. Speichern ist darüber hinaus Teil eines grundsätzlichen Problems: Bisher ist jeder Antrag auf Netzanschluss isoliert zu betrachten, obwohl gemeinsame Anschlüsse häufig nicht nur technisch möglich, sondern auch schneller und für alle Seiten gewinnbringend und somit insgesamt effizienter wären. Stellen beispielsweise die Projektierer eines Rechenzentrums und eines Großbatteriespeichers jeweils einen Antrag auf Netzanschluss am gleichen Netzverknüpfungspunkt, so könnte im Rahmen einer gemeinsamen Betrachtung und bei der richtigen vertraglichen Ausgestaltung der Batteriespeicher das bei Rechenzentren übliche Dieselnotsystem ersetzen. Grundsätzlich wäre es systemdienlich, wenn sich ergänzende Technologien - z.B. Batteriespeicher und PV-Anlagen – künftig einen Netzverknüpfungspunkt teilen und damit dessen Anschlusspotenzial bestmöglich ausnutzen könnten. Es sollten deshalb die rechtlichen Grundlagen sowohl für das gemeinsame Bearbeiten von Anträgen als auch für die Möglichkeit einer Überbauung von Netzverknüpfungspunkten geschaffen werden.
- Neben diesen dargelegten gesetzlichen Änderungen ist insbesondere und unverzüglich eine rechtliche Klärstellung in der KraftNAV notwendig, um tiefgreifende und langfristig wirkende Wettbewerbsverzerrungen beim Netzanschluss zu vermeiden: Einige Entwickler von Großbatteriespeichern vertreten die Auffassung, dass die „Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie“ (KraftNAV) bei der Bearbeitung ihrer Stromspeicher-Netzanschlussanträge anzuwenden sei. Die KraftNAV stammt aus dem Jahr 2007 und regelt den Anschluss von Erzeugungsanlagen ab 100 MW und 110 kV. Nach Einreichung des Antrags und Zahlung einer Reservierungsgebühr durch den jeweiligen Projektierer ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Antrag innerhalb strenger Fristen zu bearbeiten. Sofern dem Netzbetreiber verschiedene Anträge vorliegen, gilt das Windhundverfahren – die Anträge müssen also streng nach Zeitpunkt ihres Eingehens bearbeitet werden, das aus Systemsicht gebotene gebündelte Betrachten von Anschlussanträgen ist im KraftNAV-Regime nicht möglich. Aber die Anwendung der KraftNAV auf Batteriespeicher wäre auch nicht sachgemäß: Die KraftNAV wurde für Kraftwerke (Einspeiser), nicht für Batterien (Doppelrolle aus Einspeisung und Verbrauch) geschaffen. Das ergibt sich bereits aus dem Anwendungsbereich gemäß § 1 Abs. 1 KraftNAV, der „für den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen)“ gilt. Auch § 6 Abs. 1 KraftNAV stellt ausdrücklich auf die kraftwerkstypische Einspeisung von Strom ab:

Für die Gewährung des Netzanschlusses sind demnach die technische Eignung zur „Aufnahme des erzeugten Stroms“ am begehrten Netzanschlusspunkt sowie dessen „Abfuhrquerschnitt“ maßgeblich. Zu einer eventuellen „Entnahme aus dem Netz“ macht die KraftNAV keine Aussagen, woraus folgt, dass eine mehr als nur geringfügige (Eigenbedarfs-)Entnahme aus dem Netz nicht vorgesehen ist. Abgesehen von der Tatsache, dass die Anwendung der KraftNAV für Batteriespeicher ein systemoptimierendes Zuteilungsverfahren verhindert und sachlich falsch ist, drohen die KraftNAV-Prozesse grundsätzlich wegen ihrer Vielzahl und Fristigkeit die Netzbetreiber zu überfordern, denn die KraftNAV war laut Gesetzesbegründung aus dem Jahr 2007 für 10 Fälle jährlich in ganz Deutschland (also ca. 2-3 Fälle pro Jahr bei 50Hertz) gemacht; derzeit liegen aber 200 Batterie-Anschlussanträge alleine bei 50Hertz vor. Diese Anträge würden überdies innerhalb sehr kurzer Zeit und in großem Umfang Netzanschlusskapazitäten blockieren – das könnte spekulative „Zombie-Projekte“ erzeugen und zugleich eine Wettbewerbsverzerrung zulasten anderer Anschlusspetenten (Industrie, Elektrolyseure, Rechenzentren) bedeuten. Gegen die Anwendung der KraftNAV auf Batteriespeicher spricht zu guter Letzt die Tatsache, dass diese von der Zahlung eines BKZ befreit – es würde dem erklärten Ziel der BNetzA widersprechen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber für Batteriespeicher keinen BKZ erheben dürften. Es braucht deshalb die Klarstellung, dass die KraftNAV nicht für Batteriespeicher gilt. Das könnte durch eine Anpassung des § 1 (Anwendungsbereich) KraftNAV wie folgt erfolgen:

(1) Diese Verordnung regelt Bedingungen für den Netzanschluss von ~~Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen im Sinne des § 3 Nr. 18d des Energiewirtschaftsgesetzes)~~ mit einer Nennleistung ab 100 Megawatt an Elektrizitätsversorgungs-netze mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt. Diese Verordnung ist nicht für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen anwendbar, die auch Energiespeicheranlagen gem. § 3 Nr. 15d des Energiewirtschaftsgesetzes sind.

Kontakt

Alexander Sewohl | M +49 151 7436 7618 | alexander.sewohl@50hertz.com

Konstantin von Pogrell | M +49 151 5736 1065 | konstantin.vonpogrell@50hertz.com

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2 | 10557 Berlin | Germany

