

## **Anforderungen an Batteriespeicher**

### **Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz**

## 1 Bedarf für zusätzliche Anforderungen an Batteriespeicher

Der enorme Zubau von Batteriespeichersystemen (BESS) im deutschen Übertragungsnetz erfordert für eine effiziente Integration die Erbringung von Systemdienstleistungen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland in gewohnt hoher Qualität gewährleisten zu können. Vor diesem Hintergrund müssen BESS systemstützende Eigenschaften aufweisen, mit denen volkswirtschaftlich kosteneffizient ein signifikanter Beitrag zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Zuge der Energiewende geleistet werden kann. Für den Netzanschluss an der Höchstspannungsebene gelten grundsätzlich die Anforderungen der VDE-AR-N 4130. Als diese heute gültigen Technischen Anschlussregeln (TAR) vor einigen Jahren entwickelt wurden, war der enorme Zubau von BESS noch nicht absehbar. Um diesen erheblichen technologischen Veränderungen im deutschen Übertragungsnetz gerecht zu werden, werden die TAR derzeit überarbeitet. Da die Dauer dieses Prozesses bis zum Inkrafttreten der überarbeiteten TAR nicht ausreicht, um den aktuellen Hochlauf zu adressieren, werden in diesem Anforderungspapier die notwendigen technischen Anforderungen definiert. Diese sind in der Übergangszeit ergänzend zu den derzeit gültigen TAR zu erfüllen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass der massive Zubau von BESS in erheblichem Umfang zur Netzintegration von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen erforderlich ist. Dies führt zu einer Verschärfung der bereits heute auftretenden systemstabilitätsrelevanten Herausforderungen. Mit der Überarbeitung der VDE-AR-N4130 sind ergänzende Anforderungen umzusetzen, die über dieses Anforderungspapier hinausgehen. Die Festlegung und Umsetzung der projektspezifischen Details erfolgt in Abstimmung mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

Dieses Dokument beschreibt einige der zentralen systemrelevanten Anforderungen an BESS, die über die gültige VDE-AR-N 4130 hinaus gehen:

- Es besteht ein hoher **Systembedarf an netzbildenden Eigenschaften und Momentanreserve**. Durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke, den stetigen Zubau umrichterbasierter Betriebsmittel sowie lastferner Energieerzeugung in Verbindung mit steigenden Transitmengen steigt dieser Bedarf weiter an. Unter Berücksichtigung der weiträumig verteilten Netzanschlussbegehren wird deutlich, dass BESS einen signifikanten **Beitrag zur Frequenzstabilität und zur transienten Stabilität** leisten können und somit netzbildende Eigenschaften aufweisen müssen.
- Im Falle einer Leistungsumkehr müssen die BESS uneingeschränkt zur **Spannungshaltung** beitragen. Zu diesem Zweck müssen die BESS mit einer Fähigkeit zur **wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung** ausgestattet sein, die eine schnelle Blindleistungsreaktion ermöglicht.
- Die Fähigkeit von BESS, schnelle **Leistungsgradienten** sowohl für die Wirkleistungsaufnahme als auch für die Wirkleistungsabgabe zu realisieren, führt im derzeit etablierten viertelstündlichen Marktdesign zu starken **deterministischen Frequenzabweichungen**. Dies resultiert in einem unnötigen Einsatz von Regelleistung. Daher ist für den marktorientierten Einsatz von BESS eine **Begrenzung der Leistungsgradienten** erforderlich.
- Die steigende Durchdringung des Übertragungsnetzes mit leistungselektronischen Betriebsmitteln erhöht das Risiko für **unerwünschte Reglerinteraktionen und die Anregung von Resonanzen**. BESS dürfen daher keine negativen Rückwirkungen (Verstärkung) auf Leistungspendelungen im Bereich von 0,1 Hz bis 2,0 Hz, auf subsynchrone Schwingungen (SSO) unterhalb der Grundfrequenz oder auf hochfrequente Interaktionen haben.
- Durch die technologischen Entwicklungen erfolgt der **Betrieb des Übertragungsnetzes zunehmend an den zulässigen Stabilitätsgrenzen**. Daher muss die Möglichkeit einer detaillierten Analyse der dynamischen Vorgänge im Zusammenhang mit BESS gegeben sein. Dafür ist die Erstellung von **RMS- und EMT-Simulationsmodellen** für BESS notwendig, um bereits

vor der Inbetriebnahme mögliche Schwierigkeiten zu erkennen und präventive Gegenmaßnahmen, z.B. eine Anpassung der Regelung, für eine sichere Systemintegration dieser Technologie entwickeln zu können.

- Die zunehmende Dichte an leistungselektronischen Betriebsmitteln am Übertragungsnetz erfordert belastbare Aussagen zum konformen Verhalten sowie der sicheren lokalen und regionalen Integration von BESS durch geeignete **Nachweise und Studien**

## 2 Zusätzliche Anforderungen im Detail

### 2.1. Netzbildende Eigenschaften

BESS müssen netzbildende Eigenschaften zur Bereitstellung von Momentanreserve aufweisen, deren Einzelheiten im VDE FNN Hinweis "Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve" beschrieben sind.

Zu den Anforderungen an netzbildende Eigenschaften gehören unter anderem:

- Spannungsquellenverhalten hinter einer virtuellen, einstellbaren Impedanz
- Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt
- Kontinuierliche Spannungsregelung für netzbildende Einheiten
- Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante
- Bereitstellung von Momentanreserve (Leistung, Energie)
- Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB)
- Anforderungen an die Synchronität und Winkelstabilität
- Robustheit gegenüber kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/U-FRT), steilen Frequenzgradienten (RoCoF) und Winkelsprüngen
- Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen von 0,1 Hz bis 2,0 Hz (POD)
- Dämpfungsverhalten unterhalb von 100 Hz (SSO, SSTI, SSCI)
- Dämpfungsverhalten oberhalb von 100 Hz bis 2,5 kHz
- Netzparallelbetriebsfähigkeit

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber kann über den VDE FNN Hinweis hinaus ergänzende Anforderungen stellen, die projektspezifisch abzustimmen sind.

ANMERKUNG Die daraus resultierende Mindestanforderung schränkt die marktliche Beschaffung von Momentanreserve nicht ein.

### 2.2. Wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung

Der Anschlussnehmer hat den tatsächlich am Netzanschlusspunkt verfügbaren Bereich der Blindleistungsbereitstellung anzugeben.

BESS müssen bei Teillast und im Leerlauf (wirkleistungsunabhängiger Betrieb) die Blindleistungsanforderungen entsprechend Abbildung 1 erfüllen.

BESS müssen ihr vollständiges Blindleistungsvermögen nach Eintritt in den Bereich zwischen  $-20\% P_{\text{mom}}/P_{\text{b,inst}}$  und  $+20\% P_{\text{mom}}/P_{\text{b,inst}}$  für mindestens 15 Minuten entsprechend der vorgesehenen U/Q-Fahrweise aufrechterhalten (gestrichelte Linien in Abbildung 1). Nach Ablauf dieses Zeitfensters darf die Reduktion der aktuell ausgetauschten Blindleistung maximal mit einem Gradienten von  $2\% Q/P_{\text{b,inst}}$  pro Minute erfolgen.

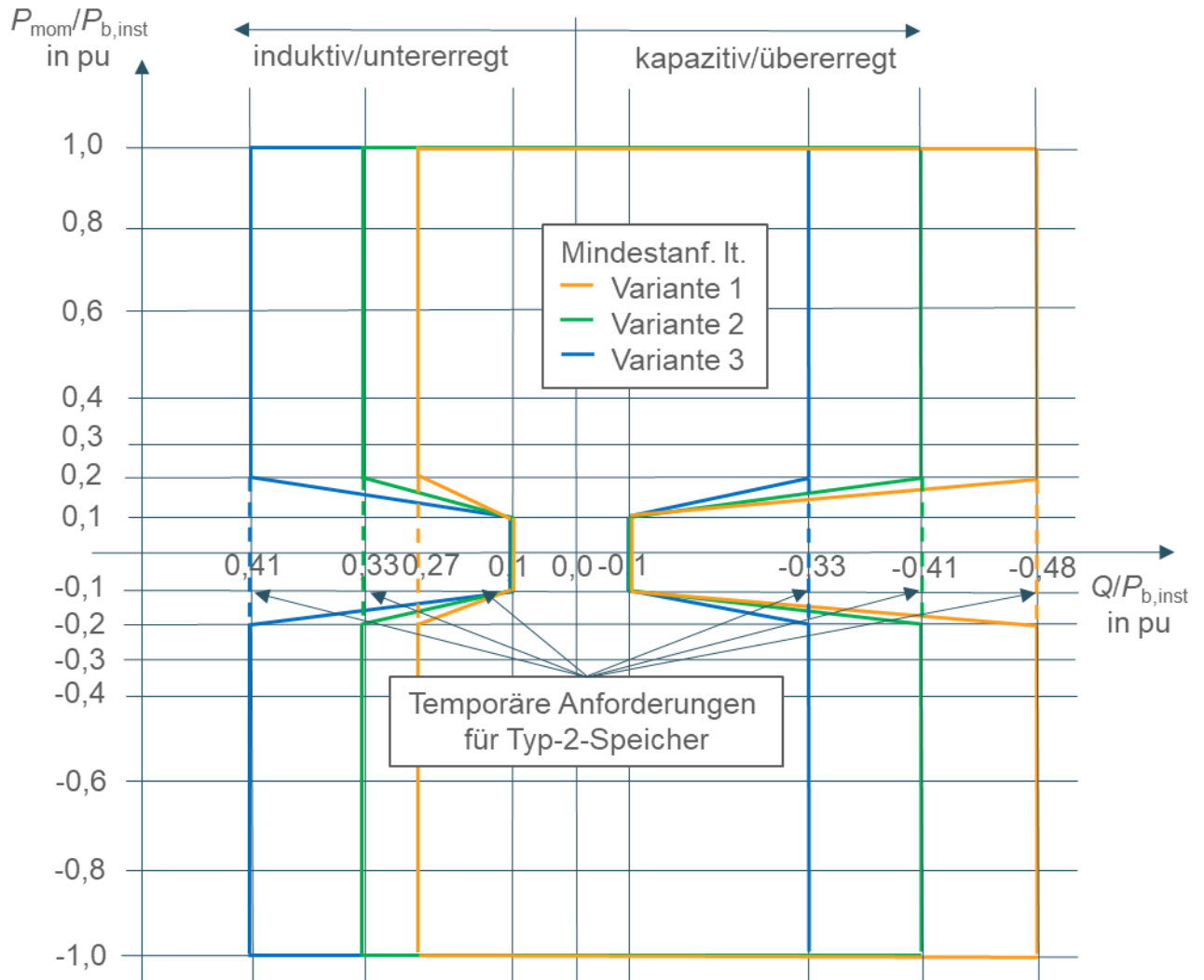


Abbildung 1 Varianten der PQ-Diagramme der Speicher vom Typ 2 am Netzanschlusspunkt (im Verbraucherzählpeilsystem)

Eine Blindleistungsbereitstellung über die beschriebenen Mindestanforderungen hinaus, kann im Rahmen einer markgestützten Beschaffung von Blindleistung erfolgen. In diesem Falle wird eine Weitererbringung der Blindleistung durch den ÜNB über einen Fernsteuerbefehl abgefordert. Im Falle einer Deaktivierung ist ebenfalls ein Gradient von 2 %  $Q/P_{\text{b,inst}}$  einzuhalten.

ANMERKUNG 1 Nach §13 EnWG hat der Netzbetreiber das Recht betrieblich das tatsächliche Blindleistungsvermögen über Fernsteuerbefehle abzurufen. Diese Anforderung gilt auch für den Standby-Betrieb.

ANMERKUNG 2 Der Standby-Betrieb beinhaltet keine Betriebszustände, in denen die Anlage z.B. für Wartung und Instandhaltung außer Betrieb genommen wird.

ANMERKUNG 3 Ist die Anlage nicht in Betrieb (z.B. Standby-Betrieb) gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.5 der VDE-AR-N 4130.

Die Statik der Blindleistungs-Spannungskennlinie der Q(U)-Regelung muss online anzupassen sein.

### 2.3. Begrenzung der Leistungsgradienten

Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch Dritte (z.B. Fahrplanfahrweise) dürfen mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen 6 %/min bis 20 %/min mit Bezug auf  $P_{b,inst}$  erfolgen. Für den Fall, dass der Speicher Teil einer Mischanlage ist, ist es ausreichend, wenn diese Leistungsgradienten mit Bezug auf  $P_{AV}$  am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.

ANMERKUNG 1 Sollwertvorgaben durch Dritte sollten nach Möglichkeit mit Wirkleistungsgradienten von 10%  $P_{b,inst}/min$  umgesetzt werden.

ANMERKUNG 2 Leistungsänderungen infolge von direkten Vorgaben durch den Netzbetreiber müssen weiterhin mit 20 %/min bis 40%/min erfolgen.

ANMERKUNG 3 Für ein systemdienliches Verhalten sind separate Gradienten und Eingänge für Sollwertvorgaben durch Dritte und Sollwerte durch Netzbetreiber erforderlich.

ANMERKUNG 4 Für die Beteiligung an EPC-Funktionen und andere Systemdienstleitungen können höhere Leistungsgradienten angefordert werden.

Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren.

### 2.4. Ausgestaltung von Systemautomatiken

Die Kundenanlagen müssen eine Emergency-Power-Control-Funktion (EPC) gemäß den Anforderungen des Netzbetreibers bieten. Die Anpassung der Wirkleistung im Rahmen von EPC-Funktionen muss dabei im Rahmen der technischen Möglichkeiten mit einer vom ÜNB vorgegebenen Dynamik erfolgen. Ist die Anlage nicht in der Lage die genannte zeitliche Anforderung zu erfüllen, muss der Anschlussnehmer die technischen Grenzen der Dynamik der Wirkleistung im Hinblick auf die EPC-Funktion beschreiben und begründen. Alternativ zur Anpassung der Wirkleistung hat der Netzbetreiber das Recht einzelne EPC-Funktionen als Mitnahmeschaltung umzusetzen.

Die Anlage muss in der Lage sein, bis zu 21 Binärsignale zur schnellen Wirkleistungsanpassung (EPC-Signale) zu empfangen und zu verarbeiten.

ANMERKUNG EPC-Signale haben eine Schutzfunktion für das Netz und werden vom Netzbetreiber mit automatischen Verfahren erzeugt.

Werden durch ein EPC-Signal die technischen Grenzen der Anlage erreicht, muss die jeweils erreichte Leistung beibehalten werden, solange das EPC-Signal anliegt.

Eine Priorisierung verschiedener EPC-Signale muss möglich sein. Ohne Priorisierung müssen die EPC-Funktionen nacheinander nach ihrem Eingang ausgeführt werden, unabhängig davon, ob das Eingangssignal zwischenzeitlich zurückfällt oder länger ansteht, als der Prozess dauert.

Der Anschlussnehmer muss die Implementierungsdetails der EPC-Funktion in einem Studienbericht beschreiben.

### 2.5. Beobachtbarkeit von hochfrequenten Vorgängen

Dem Netzbetreiber ist die Möglichkeit zu geben, eigene Messeinrichtungen in der Batteriespeicheranlage zu installieren (bspw. für hochgenaue, breitbandige Strommessungen). Es besteht aber auch die Möglichkeit, dass der Betreiber der Batteriespeicheranlage dem Netzbetreiber definierte Messdaten zur Verfügung stellt. Der Datenaustausch muss automatisiert und elektronisch erfolgen.

ANMERKUNG Diese Messdaten können zur Bewertung der Konformität der Anlage im Betrieb genutzt werden.

## 2.6. Schwarzstartfähigkeit & Versorgungswiederaufbau

Der Anschlussnehmer hat ein Konzept vorzulegen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen, das eine technische Beschreibung der Beteiligung seines BESS am Netzwiederaufbau enthält. Dieses Konzept beinhaltet:

- Verhalten der Kundenanlage nach einem Schwarzfall der Anlage (Ausfall des Höchstspannungsnetzes sowie der Eigenbedarfsversorgung aus dem öffentlichen Netz der Anlage)
- Verhalten der Anlage nach Spannungswiederkehr (im Höchstspannungsnetz sowie der Eigenbedarfsversorgung aus dem öffentlichen Netz)
- Betriebliche, operative und technische Maßnahmen des Anlagenbetreibers im Falle des Netzwiederaufbaus nach Blackout
- Ggf. operative, betriebliche oder technische Einschränkungen der Kundenanlage bei Zuschaltung nach einem Blackout. Ggf. abhängig von klimatischen Bedingungen oder der Länge des Blackouts.

Für den Versorgungswiederaufbau sollen die Batteriespeicher folgende Mindestvoraussetzungen erfüllen:

- Die Eigenbedarfsversorgung (EB) des Batteriespeichers muss so ausgelegt sein, dass der EB mindestens 72 Stunden lang eigenständig im erforderlichen Umfang (entsprechend der Anforderungen im 4-ÜNB-Maßnahmenkatalog<sup>1</sup>) betrieben werden kann, um den Batteriespeicher spätestens 60 Minuten nach einer externen Spannungsvorgabe wieder mit dem Netz zu synchronisieren. Innerhalb der ersten 6 Stunden ist diese Anforderung 15 Minuten nach externer Spannungsvorgabe zu erfüllen.

ANMERKUNG 1 Die stabile Regelung von Wirk- und Blindleistung muss bei niedrigen Kurzschlussleistungen, wie sie beim Netz- und Versorgungswiederaufbau auftreten, gewährleistet sein.

ANMERKUNG 2 Alle im Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen sind gemäß "EU-Verordnung 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes" „Signifikante Netznutzer“. Für diese gelten die national verankerten Maßnahmen. In Deutschland ist dies der „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbauplan“ sowie dessen Erweiterungen. In diesem Maßnahmenkatalog werden die Anforderung bezüglich Schwarzfallfester Sprach- und Datenkommunikation geregelt, speziell in den Kapiteln 4.1.4 sowie 4.2.4.

ANMERKUNG 3 Die Schwarzstartfähigkeit kann von den Anlagenbetreibern über das NFSDL-Beschaffungsverfahren für Schwarzstartfähigkeit erbracht werden.

## 2.7. Simulationsmodelle

Batteriespeicheranlagen müssen die für Elektrolyseanlagen geforderten Modellanforderungen entsprechend der aktuellen Version der „Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“ (Abschnitt 4.6) der deutschen ÜNB erfüllen.

## 2.8. Nachweise und Studien

Die Nachweise und Studien werden von den ÜNB derzeit erarbeitet und nach Fertigstellung geeignet veröffentlicht. Bis zur Veröffentlichung weitergehender Informationen gelten übergangsweise die Anforderungen zu Nachweisen und Studien des relevanten Netzbetreibers.

---

<sup>1</sup> Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbauplan gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe c sowie Artikel 23 Absatz 4 Buchstabe c EU-VO 2017/2196