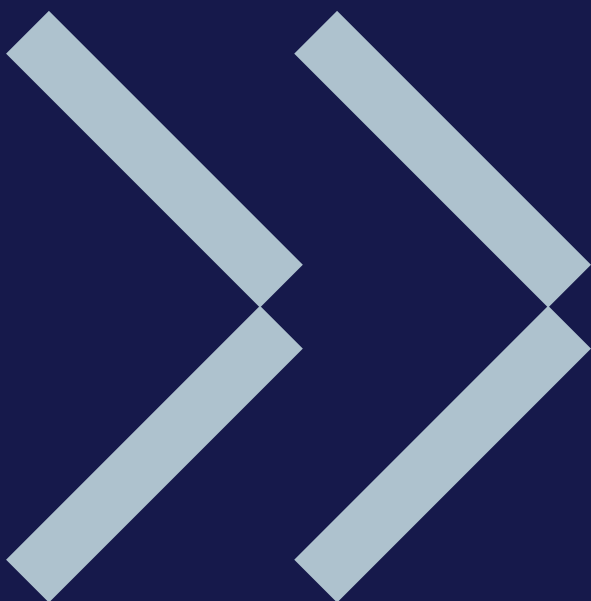


**STELLUNGNAHME
ZUM ZWEITEN ENTWURF:
NETZENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2037 MIT AUSBLICK
2045, VERSION 2023**

20.11.2023



BVES-STELLUNGNAHME ZUM ZWEITEN ENTWURF FÜR DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2037 MIT AUSBLICK 2045

Der BVES begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme für den zweiten Entwurf für den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 sowie dem zugehörigen Anhang und den vorläufigen Prüfungsergebnissen hierzu. Das zukünftige Energieversorgungssystem hat einen deutlich wachsenden Flexibilitätsbedarf, um weiterhin die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Dieser steigende Flexibilitätsbedarf wird zusätzlich erhöht durch die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität. Der BVES begrüßt daher ausdrücklich die weitgehende Berücksichtigung von Energiespeichersystemen im Rahmen des Netzentwicklungsplans in den Szenarien.

Es braucht jedoch passende Rahmenbedingungen damit die notwendige Flexibilität durch Speicher auch entsprechend zur Verfügung gestellt wird – flächendeckend und in ausreichender Menge. Aktuell gibt es hierfür einige Hindernisse, die im folgenden dargestellt sind inklusive unserer Vorschläge zur Anpassung.

Allgemeine Anmerkungen zum zweiten Entwurf:

Schnelligkeit und Rechtssicherheit im Netzanschlussverfahren von Energiespeichern

Damit die notwendigen Flexibilitäten aufgebaut werden können, braucht es eine Marktgrundlage für den schnellen Ausbau inklusive einem hohen Maß an Schnelligkeit im Netzanschlussverfahren. Hier könnte etwa eine eigene Speicher-Netzanschlussverordnung, die den speziellen Eigenschaften einer Energiespeicheranlage besser gerecht wird, für beschleunigte Verfahren und mehr Rechtssicherheit sorgen. Freie Anschlüsse werden zudem immer mehr zur Rarität, hier braucht es ebenfalls eine Lösung, damit die Projekte auch umgesetzt werden können.

Regional abweichende Rahmenbedingungen für Speicherstandorte können für das Netz ungünstige Verzerrungen hervorrufen

Die regional sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf Baukostenzuschüsse, Netzentgelte, Netzanschlussverfahren und die vorhandene Zubauleistung im Netz führen teilweise dazu, dass Speicher an einigen Orten, an denen sie dringend benötigt werden würden, nicht gebaut werden sondern Orte mit geringem/keinem Baukostenzuschuss, einfachem Netzanschlussverfahren und freier Anschlussleistung im

Netz bevorzugt werden. Um Verzerrungen zu vermeiden und den Szenarien gerecht zu werden, braucht es verbesserte einheitlichere Rahmenbedingungen hierzu.

Einheitliche Regelung für die Erhebung von Baukostenzuschüssen

Die für den Netzanschluss von Energiespeichern werden vielfach Baukostenzuschüsse durch die Netzbetreiber verlangt. Diese variieren ortsabhängig in großen Bandbreiten und belasten die Integration von Energiespeichern deutlich und führen dazu, dass Projekte auf unpassendere Standorte ausweichen oder gar nicht erst umgesetzt werden. Eine Befreiung oder deutliche Reduzierung der Baukostenzuschüsse auf Grundlage des netzdienlichen Beitrags durch die Flexibilitätsbereitstellung ist daher angebracht.

Netzentgeltbefreiung für den Strombezug zur Einspeicherung

Netzentgelte werden sowohl für den Vorgang des Strombezugs zur Einspeicherung als auch nach der Ausspeicherung beim tatsächlichen Letztverbrauch erhoben. Dies widerspricht dem Grundsatz der Energiespeicherdefinition, welche den Speichervorgang als zeitliche Verschiebung von Energie und nicht länger als Verbrauch und Erzeugung von Energie erfasst. Die vorhandenen Ausnahmetatbestände sind zeitlich befristet; auch die kürzliche Verlängerung für die Inbetriebnahmefrist neuer Stromspeicher im 118 Abs. 6 EnWG um weitere drei Jahre, hat hier keine langfristige Lösung geschaffen. Somit droht nach Ablauf der Frist ein deutliches Abflachen bei der Umsetzung neuer Projekte. Die Gespräche mit den Marktteilnehmern in den vergangenen Monaten bis zur Verlängerung haben gezeigt, dass dies Investitionsentscheidungen schnell kippen lassen kann.

Ausschließlichkeitsprinzip – Erhalt der Grünstromeigenschaft

Sobald ein Energiespeicher an das Stromnetz angeschlossen ist und Netzstrom in den Speicher gelangt, verliert der komplette eingespeicherte erneuerbare Strom seine grüne Eigenschaft und wird zum Graustrom. An dieser Stelle braucht es eine Anpassung des Ausschließlichkeitsprinzips für Energiespeicher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die eine Abgrenzung der Strommengen unter Nutzung entsprechender Messtechnik ermöglicht. So könnten Speicherkonzepte multifunktional und effizient genutzt werden und es bestehen bezüglich der zwischengespeicherten Strommengen keine ungerechtfertigten Nachteile. Eine Entlastung und Ausregelung der Stromnetze würde hiermit deutlich erleichtert. Dies würde ebenfalls der schnellen Umsetzung weiterer Projekte zugutekommen.

—

Anmerkungen zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen vom Netzentwicklungsplan Strom für die Zieljahre 2037/2045:

Zu II.E.3.11., Seite 42:

„Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage wird mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt.“

Anmerkung BVES: Transparenz der Kosten-Nutzen-Analyse muss gewährleistet sein

Im vorliegenden Dokument erläutert die BNetzA, dass die Netzbooster-Projekte (P510, P609 und P682) anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse bezüglich ihrer Bestätigungsfähigkeit

geprüft werden. Gegenüber der Öffentlichkeit sowie der Industrie besteht jedoch keinerlei Transparenz bezüglich der hierin verwendeten Variablen. Da die Preis- und Kostenentwicklungen bei den zugrundeliegenden Technologien für Netzbooster sehr dynamisch sind, ist aus unserer Sicht eine größere Transparenz und eine sachbezogene Konsultation mit der Industrie und geeigneten Verbänden notwendig.

Bei Prüfung der drei Netzboosterprojekte (P510, P609 und P682) kommt zum Tragen, dass die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA anscheinend fundamental unterschiedliche Modelle anlegen, bei der die Übertragungsnetzbetreiber von einer Amortisation der Kosten innerhalb weniger Jahre ausgehen, und die BNetzA selbst unter Berücksichtigung der 20-jährigen Einsatzdauer der Netzboosterprojekte keine Wirtschaftlichkeit sieht. Ein derartig grundsätzlicher Unterschied in den Ergebnissen der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse macht eine neutrale Betrachtung unter Einbeziehung weiterer Stakeholder aus unserer Sicht unabdingbar.

Zu II.E.3.11., Seite 42/43:

„Ab dem Jahr 2030 werden laut Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber auch die HGÜ-Konverter und Phasenschiebertransformatoren reaktiv betrieben werden und damit den Nutzen der Netzbooster-Anlagen potenziell senken. Die reaktive Betriebsweise der HGÜ-Konverter und der Phasenschiebertransformatoren unterstellt die Bundesnetzagentur daher in ihren Untersuchungen ab dem Jahr 2031. Da die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan selbst nur einen geringen Nutzen der reaktiven Betriebsführung im Jahr 2037 ausweisen (0,3 TWh im Szenario B 2037), schreibt die Bundesnetzagentur in ihrer Prüfung den Nutzen der Netzbooster-Anlagen ab dem Jahr 2031 bis zum Jahr 2037 linear bis nahe Null fort.

Für die Jahre bis 2031 hat die Bundesnetzagentur in ihren Untersuchungen jeweils einen Nutzen durch eingesparten Redispatch untersucht. Berücksichtigt wird dabei auf der Nutzen-Seite auch eine vermiedene Abregelung von EE-Anlagen durch den reaktiven Einsatz der Netzbooster. Dies wird mit 100€/MWh in den Modellen berücksichtigt. Außerdem werden in den Jahren 2025 bis 2031 der bis dato erfolgte Netzausbau der HGÜ-Korridore berücksichtigt. Als Ergebnis ergibt sich ein Nutzen durch vermiedenen Redispatch in den Jahren 2025 bzw. ab Inbetriebnahme der jeweiligen Netzbooster-Anlage bis zum Jahr 2037.

Anmerkung BVES zum Nutzen der Netzbooster Anlagen:

Die BNetzA scheint in der Nutzenbetrachtung der Netzbooster-Anlagen einzig auf die Verringerung des Redispatch-Einsatzes abzustellen. Wie schon beim durch die BNetzA bestätigten Projekt P430, der Netzbooster-Pilotanlage Kupferzell, sollte von der BNetzA mindestens auch die Bereitstellung von dynamischer Blindleistung zur Spannungshaltung berücksichtigt werden. Da diese durch Netzbetriebsmittel der ÜNB bereitgestellt werden kann, sollten hier Ersatzinvestitionen am Standort der Netzboosterprojekte in andere technische Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung berücksichtigt werden. Da Netzbooster weiterhin in der Lage sind Momentanreserve bereitzustellen, und die BNetzA aktuell eine

Konsultation zur marktbasierter Beschaffung von Momentanreserve durchführt, ist auch die Bereitstellung von Momentanreserve in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen.

Zu H.2, Seite 237:

P510: Berücksichtigung der Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung für den dezentralen Netzbooster in der Region Bayrisch-Schwaben

Bei der Kosten-Nutzen Analyse zum Netzboosterprojekt P510 ist neben dem Einsatz zur Reduzierung der Redispatchkosten auch der zusätzliche Nutzen durch die Erbringung von Momentanreserve sowie Blindleistung zu berücksichtigen, entweder in Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung an den genannten Standorten, oder in Anlehnung an die marktliche Beschaffung beider Dienstleistungen.

Zu H.2, Seite 249:

P609: Berücksichtigung der Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung für den dezentralen Netzbooster Rheinland

Bei der Kosten-Nutzen Analyse zum Netzboosterprojekt P609 ist neben dem Einsatz zur Reduzierung der Redispatchkosten auch der zusätzliche Nutzen durch die Erbringung von Momentanreserve sowie Blindleistung zu berücksichtigen, entweder in Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung an den genannten Standorten, oder in Anlehnung an die marktliche Beschaffung beider Dienstleistungen.

Zu H.2, Seite 274:

P682: Berücksichtigung der Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung für den Netzbooster Höpfingen

Bei der Kosten-Nutzen Analyse zum Netzboosterprojekt P682 ist neben dem Einsatz zur Reduzierung der Redispatchkosten auch der zusätzliche Nutzen durch die Erbringung von Momentanreserve sowie Blindleistung zu berücksichtigen, entweder in Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung an den genannten Standorten, oder in Anlehnung an die marktliche Beschaffung beider Dienstleistungen.

P682: Netzbooster Höpfingen – Berücksichtigung des Nutzen über die gesamte Lebensdauer

In der von der BNetzA aufgezeigten Kosten-Nutzen Darstellung wird der Nutzen des Netzboosters augenscheinlich nur für eine Dauer von 8 Jahren berücksichtigt. Da Netzboosterprojekte in der Vergangenheit mit einer Anlagenverfügbarkeit von 20 Jahren

ausgeschrieben und maßgeblich bezuschlagt wurden, sind in der Kosten-Nutzen Analyse der BNetzA die Nutzen der Anlage über die gesamte Lebensdauer zu Berücksichtigen. Im Fall der Annahme, dass die Netzbooster im Netzkontext zu keinen weiteren Einsparungen führen, ist eine Veräußerung der Anlagen an Marktakteure zu berücksichtigen.

P682: Netzbooster Höpfigen – Berücksichtigung des Nutzen über die gesamte Lebensdauer – Erläuterung zu Kostenrahmen für Netzboosterprojekte notwendig

Die Bundesnetzagentur betont, dass ihr bisher noch nicht plausibel dargelegt werden konnte, warum die Kosten von den ÜNB angegebenen Kosten für Batteriespeicher in dem Projekt unterhalb der Kosten der in 2022 bezuschlagten Netzbooster liegen. Grundsätzlich ist es ohne jegliche Transparenz nicht möglich, an dieser Stelle zu einer Plausibilisierung beizutragen, da es keine Angaben zu den verwendeten bzw. von der BNetzA als plausibel empfundenen Kosten gibt.

Im Hinblick auf die allgemeine Preisentwicklung ist jedoch insbesondere auf die folgenden zwei Umstände zu verweisen: Zum einem lagen die Kosten für Batteriespeicher im Großteil des Jahres 2022 weit oberhalb der Kosten in den Vorjahren sowie oberhalb der heute im Markt sichtbaren Kosten. Dies war das Ergebnis der Nachwirkungen der Corona-Pandemie innerhalb der Lieferketten in der Batterieindustrie. Die heute im Markt gezahlten Preise liegen weit unterhalb der Preise von 2022. Zum anderen ist es einhellige Meinung von Marktanalysten, dass die Kosten für Batteriespeicher auch in den kommenden Jahren weiter fallen werden. Dies liegt zum einen in den aufgrund der anhaltenden Skalierung in der Fertigung von Batteriezellen weiterhin fallenden Kosten für Batteriezellen. Gleichzeitig entwickelt sich die Batteriezelltechnologie weiter. Insbesondere über Zellen mit höherer Energiedichte mit einer höheren Zyklenfestigkeit, also einer längeren Lebensdauer, können weitere Einsparungen in den Systemkosten erzielt werden, da in Zukunft für die gleiche Menge an Leistung und Energie weniger Batteriecontainer benötigt werden. Der BVES steht der Bundesnetzagentur gerne als Partner zur Verfügung, um die Kostenannahmen für Batteriespeicher zu plausibilisieren.