

STUDIE

Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz

Ein kohärentes Instrumentarium zur volkswirtschaftlich
sinnvollen Netzintegration von Großbatterien

8. Mai 2026

Im Auftrag von ECO STOR

Autoren

Alexander Neef (neef@neon.energy)

Anselm Eicke (eicke@neon.energy)

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz

Ein kohärentes Instrumentarium zur volkswirtschaftlich sinnvollen Integration von Großbatterien im deutschen Übertragungsnetz

Diese Studie ist verfügbar unter neon.energy/regulierung-grossbatterien

Die Studie wurde unter Einbindung eines fachlichen Begleitkreises erstellt, dem Dr. Christopher Koch, Jannis Brodmann (beide 50Hertz Transmission GmbH), Dr. Andreas Maaz, Dr. Thomas Helmschrott (beide Amprion GmbH), Dr. Friedrich Kunz (Tennet TSO GmbH) und Alexander Werling (Transnet BW GmbH) angehörten. Der Begleitkreis hat den Entstehungsprozess der Studie beratend begleitet und fachliche Impulse eingebracht. Die in der Studie vertretenen Inhalte, Bewertungen und Schlussfolgerungen geben ausschließlich die Auffassung der Autoren wieder und nicht notwendigerweise die Meinungen der Mitglieder des Begleitkreises oder der von ihnen vertretenen Organisationen.

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon.energy
+49 157-55 199 715



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Einleitung	6
2 Nutzen von Batterien	9
2.1 Systemdienlichkeit und ökonomischer Mehrwert	9
2.2 Externe und interne Effekte	10
2.3 Mehrwert von Batterien auf Strommärkten	10
3 Auswirkungen von Batterien auf den Netzbetrieb	11
3.1 Vorhersehbare Netzengpässe	11
3.2 Kurzfristig auftretende Netzengpässe	12
3.3 Frequenzstabilität	13
3.4 Beitrag zur Netzfinanzierung	14
4 Marktdesign für Großbatterien	15
4.1 Instrumentarium	15
4.2 Dynamische Netzentgelte.....	17
4.3 Redispatch von Großbatterien	19
4.4 Regelleistungs-Limit pro Anlage	21
4.5 Begrenzung der Leistungsrampen	22
4.6 Netzfinanzierung	24
4.7 Obsolete Instrumente	26
5 Fazit	27
6 Anhang	29
6.1 Verbindliche Fahrpläne für Anlagen	29
6.1.1 Einseitig verbindliche Fahrpläne.....	29
6.1.2 Zweiseitig verbindliche Fahrpläne	30
6.2 Batteriemodell.....	31

Zusammenfassung

Hintergrund. Großbatterien haben vielfältige Auswirkungen auf Stromnetze. Aus diesem Grund entwickeln die Bundesnetzagentur, Netzbetreiber und die Bundesregierung gleichzeitig, aber weitgehend unabhängig voneinander, Ansätze zur Integration von Großbatterien ins Stromsystem. Dazu gehören beispielsweise Netzentgelte für Speicher und verschiedene Einschränkungen des Speicherbetriebs im Rahmen von technischen Anschlussbedingungen, flexiblen Netzanschlussverträgen, und dem Energie- und Baurecht. Dies birgt die Gefahr, dass nicht aufeinander abgestimmte Maßnahmen gegeneinander wirken, unnötige Einschränkungen bedeuten oder den Speicherzubaum ausbremsen. Außerdem besteht eine große Unklarheit, welche Einschränkungen und Eingriffe auf Batterien zukommen. Diese Unsicherheit verschlechtert die Finanzierungsbedingungen der Batterieprojekte, führt zu höheren Kapitalkosten und verteuert so die Energiewende.

Diese Studie. Mit dieser Studie wollen wir ein kohärentes und konsistentes Set an Instrumenten, Anreizen und Vorgaben aufzeigen, welches die Netz- und Systemdienlichkeit der Batteriespeicher sicherstellt und gleichzeitig ausreichende Investitionsanreize bewahrt. Ziel ist also ein holistisches Instrumentarium, das der sinnvollen, systemdienlichen Integration von Batterien in Strommarkt und -netz dient. Dabei sollten Batterien weiterhin ihre Stärken ausspielen können (insbesondere schnelle Schaltfähigkeit und hohe Leistung), aber gleichzeitig ihre negativen Auswirkungen reduziert werden (z. B. Verstärkung von Netzengpässen). Ökonomisch gesprochen, ist das Ziel, Effekte so zu internalisieren, dass Betreiber optimale Investitions- und Einsatzentscheidungen treffen können, z. B. ein Batterieeinsatz, der lokale Stromüberschüsse absorbiert. Dafür betrachten wir Ansätze im Rahmen der Netzentgeltsystematik, der technischen Anschlussregeln (TAR) und flexibler Netzanschlussverträge. Der Fokus unserer Überlegungen liegt bei Batterien mit Anschluss am Übertragungsnetz im mittleren Zeithorizont der 2030er Jahre unter der Annahme einer deutschlandweit einheitlichen Preiszone auf Großhandels- und Regelenergiemarkt.

Herausforderungen. Wir basieren unsere Arbeit auf einer umfassenden Analyse der Auswirkungen von Großbatterien auf Betrieb und Finanzierung der Übertragungsnetze. Wir identifizieren vier zentrale Herausforderungen: Vorhersehbare Netzengpässe (Redispatch-Bedarf), kurzfristig auftretende Netzengpässe („Systemstabilität“), Frequenzstabilität, und einen politisch gewünschten Beitrag zur Netzfinanzierung. Aus Netzbetreibersicht ist die dringlichste Herausforderung, dass Batterien in der einheitlichen Preiszone keinen Anreiz, Netzengpässe zu berücksichtigen (wie alle anderen Marktteilnehmer auch). Es bleibt daher dem Zufall überlassen, ob ihr Verhalten Netzengpässe verstärkt oder reduziert. Gerade kurzfristig auftretende Netzengpässe sind jedoch für die Systemführung sehr herausfordernd, weil eine Engpassbehebung durch Redispatch wegen der kurzen Vorlaufzeit kaum noch möglich ist. Neben dieser Herausforderung hat das Verhalten der Batterien auch Auswirkungen auf die Netzfrequenz und Batterien können einen Beitrag zur Netzfinanzierung leisten.

Instrumente. Ausgehend von diesen vier Auswirkungen von Großbatterien empfehlen wir fünf dazu passende Instrumente (Tabelle 1). Ein dynamisches Netzentgelt gibt Batterien Anreize,

um absehbare Engpässe in ihren Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen. Bei hinreichend guter Prognostizierbarkeit der Engpässe dürfte dies den Redispatchbedarf im Mittel deutlich reduzieren. Verbleibende und kurzfristig auftretende Netzengpässe sind bei Beibehalt der einheitlichen Gebotszone sehr schwer zu lösen. Hierfür empfehlen wir einerseits die bessere Einbindung von Großbatterien in den bestehenden kostenbasierten Redispatch und dessen kontinuierliche Verbesserung und Beschleunigung. Darüber hinaus erscheint uns eine maßvolle Begrenzung der maximalen Regelleistung pro Netzanschlusspunkt sinnvoll, mit dem Ziel einer gleichmäßigeren regionalen Verteilung. Rampenvorgaben zwischen und innerhalb von Bilanzierungsperioden erscheinen unabdingbar, um die sehr schnellen Anlagen in einem System mit 15-minütiger Bilanzierungsperiode integrieren zu können. Über einen Leistungspreis oder ein Netzanschlussentgelt (BKZ) können Batterien einen Beitrag zur Finanzierung der Netzentgelte leisten, der schädliche Verzerrungen des Batteriebetriebs weitgehend vermeidet. Um regulatorische Unsicherheit und damit verbundene höhere Kapitalkosten zu vermeiden, sollten Eingriffe mit großer finanzieller Auswirkung auf das Batterie-Geschäftsmodell frühzeitig und verbindlich festgelegt werden.

Nicht zu empfehlen. Andere Einschränkungen und Eingriffe haben große Auswirkungen auf die Batterien ohne ausreichend Vorteile für den Netzbetrieb zu garantieren. Dazu gehören beispielsweise Arbeitspreis-basierte Netzentgelte, allgemeine (unbegründete) Rampenbeschränkungen, unkompensierter Redispatch oder allgemeine Sperrzeitfenster („Hüllkurven“). Von diesen Eingriffen raten wir ab.

Tabelle 1: Empfohlene Instrumente für die Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz

Auswirkungen von Großbatterien	Instrumente
1) Vorhersehbare Netzengpässe (Redispatch-Bedarf)	<ul style="list-style-type: none"> Dynamisches Netzentgelt (dynamischer, regionaler, symmetrischer Arbeitspreis)
2) Kurzfristig auftretende Netzengpässe („Systemstabilität“)	<ul style="list-style-type: none"> Redispatch von Großbatterien Regelenergie-Limit pro Anlage
3) Frequenzstabilität	<ul style="list-style-type: none"> Rampenvorgaben zwischen und innerhalb von Bilanzierungsperioden
4) Beitrag zur Netzfinanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Netzentgelt-Leistungspreis oder Netzanschluss-Entgelt (BKZ)

1 Einleitung

Blind fürs Netz. Der deutsche Strommarkt mit seiner einheitlichen Preiszone setzt grundsätzlich keine Anreize, das Netz bei Investitionen oder im Betrieb zu berücksichtigen. Dies gilt für Erzeuger, Verbraucher und auch Speicher. Großbatterien haben also keinen Anreiz, Netzengpässe in ihren Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen oder sich in einer anderen Form netzdienlich zu verhalten. Sie sind, wie auch alle anderen Marktakteure, „blind fürs Netz“.

Engpasswirkung. Auch wenn sie es finanziell nicht spüren, haben Erzeuger, Verbraucher und Speicher natürlich dennoch sehr reale Auswirkungen auf das Stromnetz. Insbesondere können sie Netzengpässe reduzieren und damit Kosten für Redispatch und Netzausbau senken – oder Engpässe verschärfen und damit zusätzliche Kosten verursachen. Diese Effekte können sich von Viertelstunde zu Viertelstunde unterscheiden. In einer Studie aus dem letzten Jahr haben wir gezeigt, dass Großbatterien über das Jahr hinweg das Netz etwas häufiger entlasten, als sie es belasten, dass sie also in diesem Sinne eher netzdienlich sind (Neon 2025). Das gilt, dies zeigen auch weitere Untersuchungen, weitgehend unabhängig vom Standort und für Netzan-schlüsse im Übertragungsnetz wie auch im Verteilnetz. Jedoch ist die positive Wirkung auf Netzengpässe klein und rein zufällig, weshalb wir, falls regionale Großhandelsmärkte weiterhin politisch abgelehnt werden, regionale und dynamische Netzentgelte vorgeschlagen haben, was die Bundesnetzagentur im Rahmen des AgNes-Prozesses auch aufgegriffen hat.

Zu schnell für den Redispatch. Darüber hinaus unterscheiden sich Großbatterien von anderen Anlagen insbesondere durch ihre Fähigkeit, sehr schnell ihre Leistung zu verändern. Dies ist grundsätzlich eine wertvolle und für die Energiewende hilfreiche Eigenschaft, sie stellt Netzbetreiber jedoch vor zusätzliche Herausforderungen im Systembetrieb. So reagieren Großbatterien häufig auf Intraday-Preissprünge wenige Minuten vor Lieferung oder werden im Rahmen der Regelleistungserbringung abgerufen. Wenn sie dadurch unerwartet Netzengpässe verschärfen, können die ÜNB nicht schnell genug gegensteuern, weil der Redispatch-Prozess Stunden dauert. Die kurzfristige Engpasswirkung ist wohl aktuell die größte Sorge der ÜNB hinsichtlich eines sicheren Systembetriebs über das Jahr 2030 hinaus.

Netzentgelte. In der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns, also der Regeln und Anreize für Marktakteure, spielt die Netzwirkung von Großbatterien aktuell in zwei Bereichen eine wesentliche Rolle. Zum einen ist es ausdrücklicher Wunsch der Bundesnetzagentur, im Rahmen der AgNes-Netzentgeltreform hinsichtlich Speichern zwei Ziele zu erreichen: Anreize für Netzdienlichkeit zu setzen und finanzielle Erlöse zu erzielen („Finanzierungsbeitrag“). Dafür werden im Rahmen von Großbatterien drei Instrumente diskutiert: ein ggf. regionalisierter Baukostenzuschuss, ein ggf. an der Netzanschlusskapazität bemessener Kapazitätspreis und ein regional-dynamischer Arbeitspreis. Der zweite Bereich, in dem die Netzwirkung von Großbatterien bereits heute in Regularien umgesetzt wird, sind flexible Netzanschlussverträge.

FCAs. Uns ist aus den letzten Jahren kein einziges Großbatterie-Projekt bekannt, das einen Netzanschluss ohne Restriktionen erhalten hat. Stattdessen schränken Anschlussnetzbetreiber den Betrieb von Großbatterien ein, zum Beispiel im Rahmen des Netzanschlussvertrags.

Zum Teil erfolgen solche Einschränkungen auch im bereits laufenden Betrieb. Solche „flexiblen“ Netzanschlussverträge (bekannt nach dem englischen Akronym FCA) sind natürlich aus Sicht der Batterie gerade nicht flexibel, sondern restriktiv. FCAs unterscheiden sich deutlich zwischen Speicherprojekten und Netzbetreibern und beinhalten heute beispielsweise häufig Begrenzungen der Rampen (Wirkleistungsgradienten), Ein- oder Ausspeicherverbote zu bestimmten Zeitpunkten oder eine Limitierung der Regelleistungserbringung. Diskutiert werden außerdem Anforderungen an den Vermarktungszeitpunkt (verbindliche Fahrpläne bereits Stunden vor der Erfüllung) und entschädigungsfreier Redispatch.

Gefahren. Diese Entwicklung birgt eine Reihe von Problemen und Gefahren:

- Nicht immer geht den Vorschlägen und Eingriffen eine transparente Problemanalyse voraus. Manchmal ist gar nicht klar, welche Probleme genau gelöst werden sollen. Das birgt die Gefahr, dass Einschränkungen unnötig weit gehen, nicht zielführend sind oder günstigere Lösungen außen vorlassen. Es ist also zu befürchten, dass schlechte Instrumente umgesetzt werden, die Probleme im Netz unzureichend adressieren, aber gleichzeitig unnötige Kosten bei Batteriebetreibern und im Strommarkt verursachen. Jede Einschränkung von Großhandel und Regelenergie verursacht ja immer auch Kosten bei Erzeugern und Verbrauchern.
- Die meisten Eingriffe und Einschränkungen verschlechtern die Wirtschaftlichkeit von Großbatterien. Die fachöffentliche Debatte scheint stellenweise geprägt von der impliziten Annahme, Batterien seien so profitabel, dass sie finanziell alle denkbaren Restriktionen verkraften können. Tatsächlich besteht die reale Gefahr, dass bei der Kombination von Eingriffen und Netzentgelten Batterien so stark finanziell belastet werden, dass der Hochlauf der Batterien abgewürgt wird. Diese Gefahr wird dadurch noch verstärkt, dass zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung oft überhaupt noch nicht klar ist, welche Einschränkungen und Entgelte anfallen. Solche Risiken verschlechtern die Finanzierungsbedingungen (weniger Fremdkapital, höhere Zinsen) und erhöhen so die Kosten der Batterieprojekte.
- Die Tatsache, dass Netzbetreiber faktisch eine große Autonomie bei der Ausgestaltung von Anschlussbedingungen und FCAs haben, birgt die Gefahr eines Sammelsuriums konkurrierender und inkonsistenter Ansätze, bei dem jeder Netzbetreiber eigene Konzepte verfolgt. Dies verkompliziert Investitionen und Betrieb von Speichern aber vernebelt auch die energiepolitischen Diskussionen. Im schlimmsten Fall ist ein inkonsistentes Instrumentarium zu befürchten, bei dem sich verschiedene Instrumente (z. B. Netzentgelte und FCAs) in redundanter oder widersprüchlicher Weise überlagern.
- Zuletzt ist angesichts des hohen Maßes an diskretionärer Entscheidungsbefugnis bei Netzbetreibern zu befürchten, dass diese Befugnis genutzt wird, um Batterien im eigenen Netzgebiet möglichst komplett zu vermeiden. Hintergrund dieser Sorge ist vor allem im Verteilnetz die lokale Wälzung von Kosten auf Verbraucher im eigenen Netzgebiet. Unter dem Vorwand der Netzdienlichkeit könnten FCAs so zu Verhinderungs-Instrumenten werden.

Diese Studie. Ziel dieser Studie ist die Entwicklung eines kohärenten und konsistenten Sets an Instrumenten, Anreizen und Vorgaben, welches die Netz- und Systemdienlichkeit der Batteriespeicher sicherstellt und gleichzeitig ausreichende Investitionsanreize bewahrt. Ziel ist also

ein holistisches Instrumentarium, das der sinnvollen, systemdienlichen Integration von Batterien in Strommarkt und -netz dient. Dabei sollten Batterien weiterhin ihre Stärken ausspielen können (insbesondere schnelle Schaltfähigkeit und hohe Leistung), ihre negativen Auswirkungen reduziert werden (z. B. Verstärkung von Netzengpässen) und Effekte so internalisiert werden, dass Betreiber optimale Investitions- und Einsatzentscheidungen treffen können (z. B. ein Batterieeinsatz, der lokale Stromüberschüsse absorbiert). Dafür betrachten wir Ansätze im Rahmen der Netzentgeltssystematik, der technischen Anschlussregeln und flexibler Netzanschlussverträge. Der Fokus unserer Überlegungen liegt bei Batterien mit Anschluss am Übertragungsnetz im mittleren Zeithorizont der 2030er Jahre unter der Annahme einer deutschlandweit einheitlichen Preiszone auf Großhandels- und Regelenergiemarkt. Die Implikationen gehen jedoch über Großbatterien hinaus – ähnliche Fragen stellen sich bei einer Vielzahl flexibler Anlagen, inklusive (kurzfristig abregelbarer) Erneuerbarer. Was wir in dieser Studie nicht im Detail betrachten, ist die Teilnahme von Batterien am Kapazitätsmarkt und an weiteren Systemdienstleistungsmärkten (Blindleistung, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit).

2 Nutzen von Batterien

In diesem Abschnitt gehen wir kurz darauf ein, wo und in welcher Form Batterien volkswirtschaftlichen Mehrwert schaffen. Eine ausführlichere Diskussion findet sich in unserer Studie zur *Systemdienlichkeit von Großbatterien*.

2.1 SYSTEMDIENLICHKEIT UND ÖKONOMISCHER MEHRWERT

Systemdienlichkeit von Batterien. Großbatterien können volkswirtschaftlichen Mehrwert am Strommarkt und im Stromnetz schaffen. Der Mehrwert am Strommarkt entsteht vor allem durch die Verschiebung von Strom von Stunden mit günstigen Strompreisen hin zu Stunden mit hohen Strompreisen. Ein Mehrwert für das Stromnetz entsteht, wenn Batterien Netzengpässe reduzieren oder auf andere Art zur Senkung der Netzkosten beitragen. Als Maß für die Systemdienlichkeit einer Batterie kann die Summe von Markt- und Netznutzen betrachtet werden (Abbildung 1). Für die volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung ist es prinzipiell irrelevant, in welchem Bereich der Mehrwert anfällt.

Wohlfahrtseffekt einer Großbatterie (illustrativ)

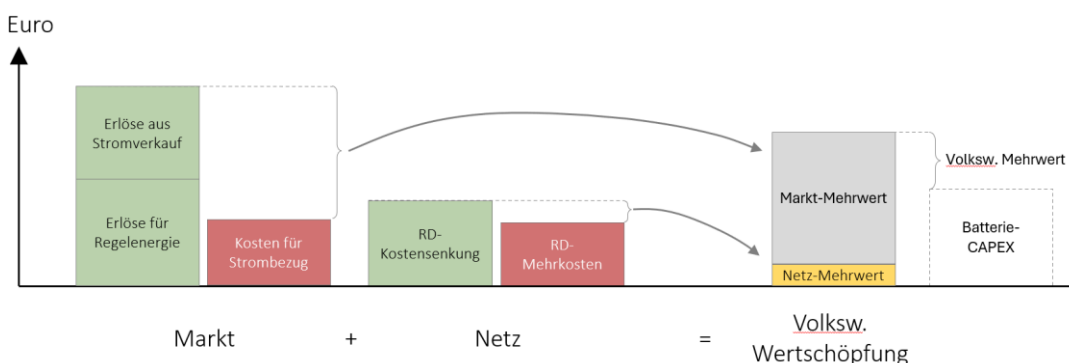


Abbildung 1: Die Differenz von Erlösen und Kosten am Markt ergibt den Markt-Mehrwert. Aus Kostensenkungen oder -steigerungen im Netz ergibt sich der Netz-Mehrwert (der auch negativ sein kann). Die Summe dieser beiden Werte ergibt die volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Liegt diese über den Investitionskosten der Batterie (CAPEX), ist das Projekt volkswirtschaftlich sinnvoll. (Abbildung aus Neon-Kurzstudie für ECO STOR)

Beispiel Day-Ahead-Markt. Durch eine Teilnahme an den Strommärkten senkt die Batterie die Kosten der Stromerzeugung. Dies lässt sich am Beispiel des Day-ahead Marktes veranschaulichen. Die Batterie lädt bei einem Strompreis von 10 €/MWh und entlädt später bei 100 €/MWh. Davon profitiert der Batteriebetreiber. Gleichzeitig senkt dies aber auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung. Durch das Laden der Batterien werden zusätzliche günstige Erzeuger aktiviert. Beim Entladen zu teuren Strompreisen sinkt die notwendige Produktion teurer Spitzenlastkraftwerke, etwa von Gaskraftwerken. Der volkswirtschaftliche Mehrwert ergibt sich dabei aus der Höhe der Preisdifferenz. Er besteht konkret durch weniger Gasverbrauch, weniger CO₂-Emissionen und kein Verschleiß durch das

Anfahren des Gaskraftwerks. In Summe ist der volkswirtschaftliche Mehrwert von Batterien am Day-ahead Markt signifikant, wie wir in einer früheren Studie für ECO STOR abgeschätzt haben (Neon 2025). So hätte eine 100-MW-Batterie im Jahr 2024 allein durch ihre Teilnahme am Day-ahead-Handel einen Mehrwert am Strommarkt um rund 9,1 Mio. Euro erzeugt.

2.2 EXTERNE UND INTERNE EFFEKTE

Externe Effekte. Wenn die Handlungen eines Marktteilnehmers Kosten oder Nutzen für Dritte verursachen, die nicht über den Preismechanismus abgegolten werden, liegt ein externer Effekt vor. Ein Beispiel ist die Auswirkung der Batterie auf Netzeingpässe. In der einheitlichen deutschen Strompreiszone sind Batterien, wie alle anderen Marktteilnehmer auch, „blind“ für Netzeingpässe – sie haben keinen Anreiz, die von ihnen verursachten Redispatchkosten in ihren Investitions- und Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen. Dies liegt daran, dass nicht der Betreiber der Batterie diese Kosten trägt, sondern diese über die Netzentgelte sozialisiert werden. Derartige externe Effekte verhindern, dass das volle Potenzial von Batterien ausgeschöpft wird und die Batterie volkswirtschaftlich effizient genutzt wird. Die externen Effekte von Batterien treten vor allem im Bereich des Stromnetzes auf.

Internalisierte Effekte. Internalisierte Effekte liegen vor, wenn die Auswirkungen einer Handlung vollständig in die wirtschaftliche Entscheidung des Akteurs einfließen, weil sie sich in Preisen oder Zahlungen widerspiegeln. Wenn eine Batterie beispielsweise Strom günstig einkauft und teurer verkauft, sind die Preisschwankungen ein internalisierter Effekt – sie beeinflussen direkt die Erlöse und Kosten der Batterie. Auch der Verkauf von Regelenergie ist internalisiert, da die Batterie für diese Systemdienstleistung bezahlt wird. Das Ziel der in dieser Studie entwickelten Instrumente ist die Internalisierung von bisher externen Effekten auf das Stromnetz.

2.3 MEHRWERT VON BATTERIEN AUF STROMMÄRKTEN

Teilnahme an Strommärkten. Großbatterien werden in Deutschland derzeit überwiegend marktlich betrieben: Sie reagieren auf Preissignale in Großhandelsmärkten sowie der Regel- und Ausgleichsenergie. Außerdem werden aktuell neue Märkte und Vergütungsmechanismen für die Bereitstellung von Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung eingeführt, in denen Batterien ebenfalls teilnehmen können. Zukünftig können Batterien ihre Leistung auch im Kapazitätsmarkt anbieten, sofern dieser technologieoffen ausgestaltet ist und Batterien eine Teilnahme nicht regulatorisch verwehrt wird. An all diesen Märkten senken Großbatterien durch ihre Teilnahme die Kosten der Stromerzeugung.

Zusätzliche Auswirkungen. Neben diesen Wohlfahrtseffekten hat die Teilnahme von Batterien in Strommärkten zusätzliche positive Auswirkungen. Sie führt zu einem (leichten) Absinken der durchschnittlichen Börsenstrompreise, reduziert die Preisvolatilität, sie senkt die Förderkosten für erneuerbare Energien und führt zu weniger Stromerzeugung durch fossile Kraftwerke, wodurch der CO₂-Ausstoß gesenkt wird.

3 Auswirkungen von Batterien auf den Netzbetrieb

Handlungsbedarf. Wir sehen vier wesentliche Auswirkungen von Batterien im Stromsystem, bei denen regulatorischer Handlungsbedarf besteht:

- 1) Vorhersehbare Netzengpässe (Wirkung des Batterieeinsatzes auf den Redispatch)
- 2) Kurzfristig auftretende Netzengpässe (nicht durch Redispatch kompensierbar)
- 3) Leistungsänderungen der Batterien mit Auswirkung auf Frequenzstabilität
- 4) Beitrag zur Netzfinanzierung

Motivation. Die ersten drei Punkte betreffen externe Effekte durch die Batterien. Weil die Auswirkungen der Batterien potenziell hohe Kosten im Netzbetrieb verursachen, sollten diese adressiert werden. Dieser Punkt wird umso relevanter, je mehr Großbatterien in Betrieb genommen werden. Der vierte Punkt, der Beitrag zur Netzfinanzierung, ist hingegen kein externer Effekt, sondern der politische Wunsch nach Umverteilung. Die steigenden Netzentgelte für Verbraucher sollen durch eine Verteilung der Kosten auf eine breite Zahlerbasis abgebremst werden.

3.1 VORHERSEHBARE NETZENGPÄSSE

Problem. Der Betrieb von Batterien erfolgt aktuell in der Regel ohne Berücksichtigung von Netzengpässen. In der einheitlichen deutschen Gebotszone geben Strompreise rein marktlich betriebenen Batterien gerade keinen Anreiz, die aktuelle Netzsituation zu berücksichtigen – wie auch bei allen anderen Marktakteuren. Die Wirkung von Batteriespeichern auf Netzengpässe ist daher rein zufällig: ihr Betrieb kann absehbare Netzengpässe sowohl reduzieren als auch verstärken, je nachdem wie Batterieeinsatz und Netzengpässe zeitlich und räumlich zusammenfallen.

Redispatch. Engpassauslösende Dispatch-Entscheidungen vom Vortag (Day-ahead-Fahrpläne) können grundsätzlich durch Engpassmanagement behoben werden. Das verursacht Kosten, die die Netzentgelte erhöhen, ist aber im Rahmen bisheriger Redispatchbedarfe ein grundsätzlich erprobter und robuster Prozess. Allerdings steigt der Spitzen-Redispatchbedarf kontinuierlich an, sodass sich zunehmend die Frage nach ausreichender Redispatch-Kapazität stellt.

Status quo. In einer ersten Studie ([Neon 2025](#)) für ECO STOR haben wir abgeschätzt, dass Großbatterien aktuell an den meisten Standorten in Deutschland im Mittel die Engpassmanagement-Kosten senken: Nach unseren Berechnungen verringert jedes kW an Batterieleistung die Redispatch-Kosten um rund 3–6 Euro im Jahr. Das ist allerdings ein rein empirischer Befund für den Status quo und kein systematischer Effekt, da es keine entsprechenden Anreize gibt.

3.2 KURZFRISTIG AUFTRETENDE NETZENGPÄSSE

Prognosefehler. Wettervorhersagen sind nie perfekt. Sie werden in den Tagen und Stunden vor Realisierung kontinuierlich aktualisiert und präzisiert. Dementsprechend werden auch die Erzeugungsprognosen von Wind- und Solarenergie laufend angepasst. Sobald absehbar ist, dass eine ursprüngliche Erzeugungsprognose zu hoch oder zu niedrig ausgefallen ist, reagieren die Direktvermarkter. Dies kann auf zwei Arten geschehen: der zu viel bzw. zu wenig verkaufte Strom kann am Intraday-Markt gehandelt werden oder der Prognosefehler wird durch eine Anpassung anderer Anlagen im gleichen Bilanzkreis ausgeglichen. Das trägt zum Ausgleich des Regelzonensaldos bei und verhindert, dass die Prognosefehler durch teure Regelenergie kompensiert werden müssen. Mit dem Zubau erneuerbarer Energien steigt der Bedarf an solcher kurzfristigen Flexibilität.

Kurzfristig verursachte Netzengpässe. Zum Ausgleich des Prognosefehlers ist Flexibilität zwingend erforderlich. Diese kann durch Anpassung von Erzeugung, Verbrauch oder Speichern erfolgen. In der Praxis wird solch kurzfristige Flexibilität vor allem durch Gaskraftwerke, Pumpspeicher, dezentrale Flexibilitäten, die Abschaltung von erneuerbaren Energien und eben auch durch Großbatterien erbracht. Diese Flexibilitäts-Reaktion erfolgt allerdings in der Regel nicht direkt am Standort der erneuerbaren Anlagen: beim Handel bis zu 30 Minuten vor Lieferung kann der Ausgleich irgendwo innerhalb der deutschen Gebotszone erfolgen; beim Handel innerhalb der letzten 30 Minuten vor Lieferung oder beim Ausgleich im eigenen Bilanzkreis erfolgt der Ausgleich innerhalb der gleichen Regelzone. Dadurch können kurzfristig Netzengpässe entstehen oder verstärkt werden.

Zwei Beispiele. Das Problem kurzfristig auftretender Engpässe lässt sich anhand von zwei Beispielen verdeutlichen. Diese treten auf, wenn das Übertragungsnetz in Nord-Süd-Richtung bereits an seiner Auslastungsgrenze betrieben wird, und sich dann Prognosefehler bei erneuerbaren Energien materialisieren (ähnliche Effekte hätte auch ein Kraftwerksausfall oder ein Lastprognosefehler).

Weniger Solar. Das erste Beispiel ist eine geringere Solarerzeugung als erwartet, beispielsweise durch unerwartete Wolkenbildung in Süddeutschland, die erst mit einer Stunde Vorlauf erkannt wird. In diesem Fall führt die geringere Erzeugung zu einem kurzfristigen Anstieg der Intraday-Preise. Auf die höheren Preise reagieren Marktteilnehmer, beispielsweise Batterien oder Gaskraftwerke, mit zusätzlicher Einspeisung. Damit tut der Strommarkt genau das, wofür er konzipiert ist: Er sorgt für einen kurzfristigen Bilanzausgleich für Deutschland als Ganzes. Erzeugung und Verbrauch stehen wieder im Einklang. Stehen diese Batterien oder Kraftwerke jedoch im Norden Deutschlands, bedeutet die Änderung (weniger Solareinspeisung im Süden, mehr Batterie-Einspeisung im Norden) eine kurzfristige Erhöhung des Nord-Süd-Lastflusses über die verfügbare Netzkapazität hinaus. Eigentlich würden Netzbetreiber durch Redispatch-Maßnahmen reagieren, dies ist jedoch in der Kürze der Zeit gegebenenfalls nicht mehr realisierbar, sodass eine Netzüberlastung im schlimmsten Fall nicht verhindert werden kann. Antizipieren Netzbetreiber solche Effekte, müssen sie die Netze mit mehr Puffer fahren, also präventiv mehr abregeln als eigentlich notwendig. Ein Handelsgeschäft ist dabei noch nicht einmal notwendig: Wenn Solaranlage und Batterie zum selben Bilanzkreises gehören, kann

der Ausgleich einfach bilanzkreisintern erfolgen – noch bis in die laufende Lieferperiode hinein.

Mehr Wind. Das zweite Beispiel betrifft eine vergleichbare Ausgangssituation mit hoher Netzauslastung. Nun wird kurzfristig klar, dass noch mehr Windstrom produziert werden wird als bislang erwartet. Daraufhin sinkt der Strompreis auf dem Intraday-Markt kurz vor Lieferung ab. Eine Großbatterie reagiert, indem sie den Strom kauft und einspeichert. Damit trägt sie zur Kompensation dieses Prognosefehlers bei – genau so, wie Batterien sich verhalten sollten. Befindet sich diese Batterie allerdings in Süddeutschland, verstärkt sie damit den Nord-Süd-Netzengpass. Auch dieses Problem betrifft keineswegs nur Batterien – stattdessen könnte beispielsweise als Reaktion auf den gesunkenen Intraday-Preis auch ein süddeutscher Solarpark marktlich abregeln. Die Konsequenzen für den Lastfluss wären die gleichen. In beiden Beispielen ist das grundlegende Problem, dass der Systembilanzausgleich deutschlandweit organisiert ist, aufgrund der Netzauslastung jedoch eigentlich eine lokale Lösung (Ersatz des wegfallenden Solarstroms im Süden bzw. Abnahme des zusätzlichen Windstroms im Norden) notwendig wäre.

Auswirkungen. Kurzfristig auftretende Netzengpässe stellen eine erhebliche Gefahr für den sicheren Betrieb des Stromsystems dar. Darauf weisen ÜNB unter dem Stichwort „Systemstabilität“ mit zunehmender Dringlichkeit hin ([Amprion 2025](#), [Energate Messenger 2025](#)). Das größte Problem ist, dass kurzfristige Netzengpässe nicht mehr durch Redispatch „geheilt“ werden können, da dieser in seiner aktuellen Form laut Aussagen der ÜNB rund zwei Stunden Vorlaufzeit benötigt – etwa für Lastflussrechnungen zur Identifizierung von Engpässen, die Bestimmung von Gegenmaßnahmen, die Benachrichtigung von Anlagenbetreibern und den bilanziellen Ausgleich.

3.3 FREQUENZSTABILITÄT

Bilanzausgleich. Im europäischen Strommarkt gilt eine 15-minütige Bilanzierungsperiode, in der alle Bilanzkreise im Mittel ausgeglichen sein müssen, also Erzeugung, Verbrauch und Handel zusammenpassen. Das Stromsystem muss hingegen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein, es muss also im Rahmen der Frequenzstabilität ein ausgeglichenes Regelzonensaldo aufweisen. Damit geben die Preise am Großhandelsmarkt ein zu grobes Signal für den sekundlichen Ausgleich des Regelzonensaldos.

Zwei Herausforderungen. Die unterschiedliche zeitliche Auflösung und die daraus resultierenden unvollständigen Anreize sind insbesondere bei hochflexiblen Anlagen wie Batterien problematisch. Sie können an zwei Stellen zu Herausforderungen im Netzbetrieb führen:

- Fahrplansprünge zwischen Bilanzierungsperioden
- Fahrplansprünge innerhalb von Bilanzierungsperioden

Zwischen Bilanzierungsperioden. Batterien können an den Übergängen zwischen Bilanzierungsperioden sehr schnelle Leistungssprünge durchführen, während andere Marktteilnehmer langsamer reagieren. Das Zusammenspiel aus abrupten Leistungsänderungen von Batterien und trägeren Reaktionen anderer Akteure (z.B. steigende Solarerzeugung

am Vormittag) führt zu temporären Ungleichgewichten im Regelzonensaldo, insbesondere an den Übergängen zwischen zwei Bilanzierungsperioden.

Innerhalb der Bilanzierungsperiode. Batterien können ihre Leistung gezielt innerhalb der Bilanzierungsperiode verschieben, etwa durch kurzfristiges Laden oder Entladen zur Optimierung von Ausgleichsenergiekosten. Dadurch ist der Bilanzkreis zwar im Mittel ausgeglichen oder gleicht das Regelzonensaldo aus, innerhalb der Bilanzierungsperiode kann dies jedoch kurzzeitig starke Über- oder Unterdeckungen verursachen. Folgendes Beispiel eines Bilanzkreises aus Batterie und PV-Park verdeutlicht dies: Wenn innerhalb der laufenden Bilanzierungsperiode absehbar wird, dass der PV-Park wegen durchziehenden Wolken weniger Strom erzeugen wird als geplant, kann die Batterie kurz vor Ende der Bilanzierungsperiode mit hoher Leistung entladen, um die Unterdeckung des eigenen Bilanzkreises zu kompensieren. Dadurch ist der Bilanzkreis zwar im Mittel ausgeglichen, innerhalb der Viertelstunde aber erst unter- und dann überdeckt. Beides kann dazu führen, dass Regelenergie aktiviert werden muss, obwohl der Bilanzkreis im Mittel ausgeglichen ist.

Folgen. In beiden Fällen kann das Verhalten von Batterien zu einer kurzzeitigen Unausgeglichenheit des Regelzonensaldos führen. Diese muss durch Regelenergie ausgeglichen werden und verursacht somit zusätzliche Systemkosten.

3.4 BEITRAG ZUR NETZFINANZIERUNG

Netzkosten. Die Betriebs- und Investitionskosten des deutschen Stromnetzes sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen – und werden dies vermutlich in den kommenden Jahren weiter tun. Treiber dieser Entwicklung sind die steigenden Kosten des Engpassmanagements und der verstärkte Netzausbau, insbesondere zur Elektrifizierung des Energiesystems, zum Anschluss von Offshore-Windparks, dezentraler Erzeugungsanlagen und der stärkeren europäischen Integration der Stromsysteme.

Anstieg der Netzentgelte. Derzeit werden die Netzkosten vor allem von Stromverbrauchern getragen. Speicher leisten bislang nur einen Beitrag durch den von ihnen geleisteten Baukostenzuschuss. Der Kostenanstieg der letzten Jahre hat zu einer starken Erhöhung der Netzentgelte geführt, was die für die Energiewende notwendige Elektrifizierung unattraktiver macht. Daher besteht der politische Wunsch, den Anstieg der Netzentgelte zu bremsen. Dies erfolgt zeitweise durch einen Zuschuss von Haushaltsmitteln an die Übertragungsnetzbetreiber.

Mehr Entgeltzahler. Die für Netzentgelte zuständige Bundesnetzagentur will darüber hinaus einen anderen Weg gehen und schlägt eine Ausweitung der Beitragszahler vor. Mehr Netznutzer sollen an der Finanzierung der Stromnetze beteiligt werden, neben Erzeugern auch Speicher. Dies ist einer der zentralen Aspekte des AgNes-Reformprozesses. In der AgNes-Diskussion wird jedoch nicht immer ausreichend berücksichtigt, dass Netzentgelte je nach Ausgestaltung u. U. auch weitergegeben werden, entweder über EEG-Gebote an den Bundeshaushalt (im Falle von erneuerbaren Energien) oder über Strompreise an Verbraucher (im Falle von Erzeugern und Speichern).

4 Marktdesign für Großbatterien

Damit die Energiewende gelingt, braucht es einen zügigen Hochlauf von Großbatterien. Dieser ist nur möglich, wenn die Auswirkungen von Batterien auf das Stromnetz adressiert werden. Andersherum formuliert können wir, wenn wir die externen Effekte von Batterien internalisieren, noch deutlich mehr volkswirtschaftlichen Mehrwert aus dieser Technologie herausholen als bereits heute. In diesem Kapitel diskutieren wir fünf Instrumente, welche die vier im vorherigen Kapitel aufgezeigten Auswirkungen von Batterien auf den Netzbetrieb adressieren. Diese sind:

- Dynamische Netzentgelte
- Redispatch von Großbatterien
- Regelleistungs-Limit pro Anlage
- Begrenzung der Leistungsrampen
- Netzfinanzierung

Wir beschreiben die fünf vorgeschlagenen Instrumente und diskutieren sinnvolle Ausgestaltungsvarianten. Außerdem quantifizieren wir die Auswirkungen der Instrumente auf den Batteriebetrieb. Dazu bewerten wir anhand von Marktpreisen und Netzengpässen aus dem Jahr 2025, wie stark die Instrumente jeweils den rein marktlichen Batteriebetrieb eingeschränkt hätten. Wir vergleichen dazu die Auswirkungen für zwei unterschiedliche Speicherdimensionierungen: einen 2-Stunden bzw. einen 4-Stunden Speicher. Das verwendete Batteriemodell wird im Anhang beschrieben. Bevor wir die Mechanismen im Einzelnen diskutieren, skizzieren wir ihre Rolle im Zusammenspiel der Instrumente.

4.1 INSTRUMENTARIUM

Zuordnung. Jedes Instrument adressiert primär eine der im vorherigen Abschnitt dargestellten Herausforderungen (Tabelle 2). In den meisten Fällen reicht ein Instrument pro Herausforderung aus, insbesondere bei der Thematik der kurzfristigen Netzengpässe ist jedoch eine Kombination mehrerer Instrumente erforderlich.

Vollständigkeit. Durch diese Instrumente können nach unserer Einschätzung die genannten Probleme im Betrieb des Übertragungsnetzes adressiert werden. Weitere Einschränkungen des Speicherbetriebs sind aus unserer Sicht nicht erforderlich und somit nicht wünschenswert.

Tabelle 2: Empfohlene Instrumente für Batterien im Übertragungsnetz

Problem	Lösungsansätze (Instrumente)
1) Vorhersehbare Netzengpässe (Redispatch-Bedarf)	<ul style="list-style-type: none"> • Dynamisches Netzentgelt (dynamischer, regionaler, symmetrischer Arbeitspreis)
2) Kurzfristig auftretende Netzengpässe („Systemstabilität“)	<ul style="list-style-type: none"> • Redispatch von Großbatterien • Regelleistungs-Limit pro Anlage
3) Frequenzstabilität	<ul style="list-style-type: none"> • Rampen-Vorgaben zwischen und innerhalb von Bilanzierungsperioden
4) Beitrag zur Netzfinanzierung	<ul style="list-style-type: none"> • Netzentgelt-Leistungspreis oder Netzanschluss-Entgelt (BKZ)

Verbindliche Fahrpläne. Ein viel diskutiertes Instrument zur Lösung kurzfristiger Netzengpässe sind verbindliche Fahrpläne auf Anlagenbasis. Deren Grundidee ist, bestimmten Anlagen eine kurzfristige Anpassung ihres Fahrplans zu verbieten, um so kurzfristige Netzengpässe zu vermeiden. Uns ist bislang kein Konzept für eine konkrete Ausgestaltung von verbindlichen Fahrplänen bekannt. Wir haben aber erhebliche Zweifel, dass verbindliche Fahrpläne so umsetzbar sind, dass sie kurzfristige Netzengpässe vermeiden können. Sie sind daher nicht in dem von uns vorgeschlagenen Instrumentarium für Großbatterien enthalten. Eine tiefergehende Vorstellung und Bewertung dieses Instruments befindet sich im Anhang.

Verteilnetze. Der Fokus dieser Studie liegt auf Großbatterien im Übertragungsnetz. Im Verteilnetz kann die Auswahl von Batterie-Einschränkungen anders ausfallen. Dies liegt an zwei wesentlichen Unterschieden beim Betrieb von Verteilnetzen im Gegensatz zu Übertragungsnetzen. Erstens ist Spannungshaltung im Verteilnetz eine besondere Herausforderung. Dies liegt daran, dass wegen der höheren Leitungswiderstände im Verteilnetz die Spannung stärker auf die Wirkleistung reagiert und gleichzeitig weniger technische Mittel zur direkten Spannungsregelung verfügbar sind. Zweitens basiert die Systemführung im Verteilnetz viel stärker als im Übertragungsnetz auf Messwerten. Sehr schnelle Verhaltensänderungen von Großbatterien können daher unter Umständen nicht rechtzeitig erkannt und kompensiert werden.

Regionale Märkte. Die Einführung von regionalen Großhandelsmärkten durch die Teilung der einheitlichen Gebotszone würde die meisten der genannten Instrumente überflüssig machen. Durch eine Aufteilung der großen Gebotszone würden alle Netzengpässe zwischen Zonen in den Großhandelspreisen reflektiert werden. Dies gilt zu allen Zeitpunkten, also vom Day-ahead über den Intraday-Markt bis zur Regel- und Ausgleichsenergie. Die Marktpreise würden daher dazu führen, dass alle Engpässe zwischen Gebotszonen vermieden werden. Dadurch wären Einschränkungen des Batteriebetriebs nicht mehr oder in viel begrenzterem Maße notwendig, es bräuchte keine dynamischen Netzentgelte und viel weniger Redispatch. Regionale Märkte könnten für alle oder nur für einzelne Marktteilnehmer gelten, z.B. nur Batterien (auch unter dem Namen Dispatch-Hub diskutiert). Allgemein sind regionale Märkte den hier diskutierten Instrumenten deutlich überlegen, weil die sich einstellenden Preissignale Gleichgewichtspreise wären und im Rahmen der Intraday-Marktkopplung ein effizientes Abwägen zwischen alternativen Reaktionen möglich wäre (Neon 2026). Zudem erhöhen sie die

Resilienz des Systems, da der Markt Netzrestriktionen berücksichtigen würde und die Systemstabilität nicht mehr nur durch den Redispatch-Prozess gewährleistet werden müsste.

4.2 DYNAMISCHE NETZENTGELTE

Hintergrund. Netzengpässe sind teilweise bereits am Vortag gut vorhersehbar, beispielsweise großskalige Nord-Süd-Engpässe während Starkwindphasen. Trotzdem haben Batterien (wie alle anderen Marktakteure auch) im aktuellen Marktdesign keinen Anreiz, um Netzengpässe in ihren Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen.

Grundidee. Dynamische Netzentgelte in Form von viertelstündlich regional variierenden Arbeitspreisen könnten Großbatterien Anreize für Engpass-reduzierendes Verhalten geben. Dies könnte in Form der allgemeinen Netzentgeltsystematik für alle Netznutzer gelten, wie im Agnes-Prozess von der BNetzA vorgesehen (Bundesnetzagentur 2026), oder in Form von Sondernetzentgelten nur für Großbatterien geschehen, wie von uns vorgeschlagen (Neon 2025). Dynamische Netzentgelte gelten für alle Vermarktungsformen, also unabhängig davon, ob Energie im Großhandelsmarkt oder für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelernergie fließt.

Orientiert am Redispatch. Dynamische Netzentgelte orientieren sich an der erwarteten Netzengpass-Situation: Das Netzentgelt für die Entnahme von Strom aus dem Netz wäre genau dann und dort teuer, wo eine Netzentnahme Engpässe verschärft. Gleichzeitig würde in diesen Fällen die Einspeisung von Strom belohnt werden, also ein negatives Netzentgelt erhalten. Die dynamischen Netzentgelte gleichen also die in der einheitlichen Gebotszone fehlenden lokalen Preissignale auf dem Day-ahead Markt aus.

Symmetrie. Eine Reduktion der Netzeinspeisung um eine MWh ist aus Netzsicht äquivalent zu einer Erhöhung des Netzbezugs um eine MWh. Beides hat die gleiche Auswirkung auf das überlastete Netzelement. Daher empfehlen wir die Einführung von symmetrischen Netzentgelten: zu einem Zeitpunkt und an einem Ort ist das Netzentgelt für Netzentnahme genauso hoch wie das Netzentgelt für Netzeinspeisung, nur mit entgegengesetztem Vorzeichen.

Höhe der Netzentgelte. Die Höhe des dynamischen Netzentgelts sollte sich an den Grenzkosten des Engpassmanagements orientieren. In Überschuss-Regionen, in denen Strom abgeregelt wird, sollten sich die Netzentgelte daher an dem (erwarteten) Börsenstrompreis zum Zeitpunkt der Abregelung orientieren, denn mit diesem werden abgeregelt Erneuerbare kompensiert. In Knappheits-Regionen, in denen Kraftwerke im Rahmen des Redispatch hochgefahren werden müssen, um die lokale Nachfrage zu bedienen, sollten sich die Netzentgelte hingegen an den Grenzkosten dieser Hochfahr-Kraftwerke orientieren.

Ökonomische Effizienz. Wenn die dynamischen Netzentgelte den Kosten des vermiedenen Redispatch entsprechen, findet eine wohlfahrtsoptimale Abwägung zwischen Kosten und Nutzen der Verhaltensänderung statt. Batteriespeicher sollen Netzengpässe nur dann vermeiden, wenn die dafür anfallenden Kosten bei der Batterie geringer sind als die resultierenden Einsparungen beim Redispatch. Ist dies nicht der Fall, beispielsweise wenn der Redispatch anderer Marktteilnehmer eine günstigere Lösung für den Netzengpass ist, wird die Batterie

nicht zur Lösung des Engpasses verwendet. Diese Abwägung von Kosten und Nutzen unterscheidet dynamische Netzentgelte von nicht-preisbasierten Instrumenten, wie beispielsweise am Vortag festgelegten Leitplanken des Batteriebetriebs.

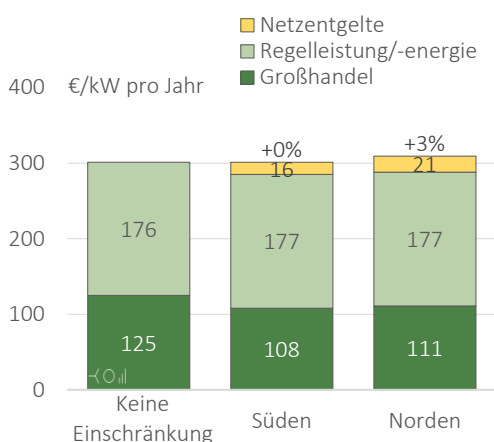
Keine kurzfristige Wirkung. Wenn dynamische Netzentgelte bereits am Vortag vor der Day-ahead Auktion festgelegt werden und anschließend nicht mehr angepasst werden, verhindern sie keine Netzengpässe, die erst kurz vor Lieferung auftreten.

Prognoseungenauigkeit. Dynamische Netzentgelte müssen auf Basis von Engpass- und Redispatchprognosen festgelegt werden. Daher besteht das Risiko, dass dynamische Netzentgelte auf Basis von falschen Prognosen die tatsächliche Engpasssituation nicht genau widerspiegeln. Bei Prognosefehlern ist somit möglich, dass dynamische Netzentgelte nicht das optimal engpassentlastende Verhalten anreizen. Wir erwarten jedoch, dass dynamische Netzentgelte den Redispatchbedarf im Mittel senken, auch wenn es vermutlich einzelne Viertelstunden geben dürfte, in denen der Redispatchbedarf durch dynamische Netzentgelte auch erhöht wird.

AgNes. Die Bundesnetzagentur spricht sich im AgNes-Prozess für eine Einführung von solchen dynamischen Netzentgelten für Großbatterien aus. Im Falle einer vielversprechenden Pilotierung strebt sie die Einführung dynamischer Netzentgelte für Großbatterien bereits ab 2029 an ([Bundesnetzagentur 2026](#)).

Finanzielle Auswirkungen. Dynamische Netzentgelte unterscheiden sich nicht nur zeitlich, sondern auch zwischen Regionen, um die jeweilige Netzsituation entsprechend widerzuspiegeln. Aus diesem Grund unterscheiden sich auch die finanziellen Auswirkungen der dynamischen Netzentgelte zwischen Standorten. Unsere zahlreichen Analysen zeigen, dass Batterien grundsätzlich von symmetrischen Netzentgelten profitieren, unabhängig vom Standort und unabhängig von der Netzebene, in der sie angeschlossen sind. Dies liegt daran, dass Batterien ihre Einsatzentscheidungen an die dynamischen Netzentgelte anpassen können. Diese Zusatzerlöse fallen allerdings an allen Standorten gering aus. Bei Entnahme-Netzentgelten von 100 € pro MWh in Knappheits-Regionen und -40 € pro MWh in Überschuss-Regionen, führen dynamische Netzentgelte zu einem maximal 3%-igen Anstieg der Batterie-Erlöse (Abbildung 2).

Erlöse 2h-Batterie



Erlöse 4h-Batterie

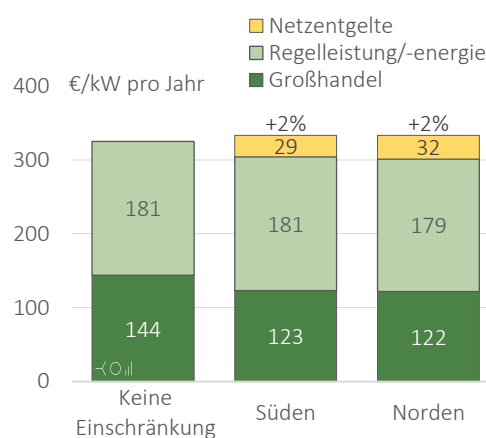


Abbildung 2: Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf die Erlöse einer 2h- bzw. 4h-Batterie im Jahr 2025 für eine Batterie mit Netzanschluss im Übertragungsnetz und Standort in Süddeutschland (Bayern / Baden-Württemberg) bzw. Norddeutschland (Schleswig-Holstein, Nord-Niedersachsen).

4.3 REDISPATCH VON GROßBATTERIEN

Rechtlicher Status quo. Großbatterien mit Leistungen von über 100 kW sind zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet. Das bedeutet, dass Netzbetreiber bei diesen Anlagen grundsätzlich immer zum Engpassmanagement in den Betrieb eingreifen dürfen. Ausnahmen davon gelten nur für den Teil der Batterie, der Systemdienstleistungen erbringt, wie beispielsweise Regelleistung. Im Fall eines Redispatch-Eingriffs haben Batterien gesetzlichen Anspruch auf eine finanzielle Entschädigung, d.h. entgangene Erlösung und entstandene Kosten erstattet zu bekommen. Der finanzielle Ausgleich ist nach §13a Abs. 2 EnWG angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Zur konkreten Berechnung dieser Entschädigung gibt es eine Praxislösung, den BDEW Branchenkompromiss Redispatch 2.0 (BDEW 2020).

Tatsächlicher Status quo. In der Praxis werden Großbatterien de facto nicht im Redispatch verwendet. Dafür gibt es verschiedene Erklärungsansätze: Einerseits melden sich Batterien nicht-verfügbar, weil sie nicht im Redispatch aktiviert werden wollen. Auf der anderen Seite scheuen Netzbetreiber den Redispatch von Großbatterien wegen nicht digitalisierten Prozessen und möglicherweise auch wegen dem Risiko juristischer Klagen, wenn die pauschale Kompensation unter den tatsächlichen Kosten liegt.

Grundidee. In Zukunft sollten Batterien besser in den Redispatchprozess eingebunden sein. Dazu müssen die praktischen Herausforderungen adressiert werden, damit Batterien verlässlich im Redispatch genutzt werden können. Außerdem sollte der Redispatchprozess allgemein und für die hochflexiblen Batterien insbesondere schneller gemacht werden, sodass damit auch kurzfristig auftretende Netzengpässe beseitigt werden können.

Entschädigung. Eine angemessene und finanziell neutrale Kompensation der Speicherbetreiber durch den Netzbetreiber ist essenziell. Bei einer zu hohen Kompensation besteht die Gefahr vom sogenannten Inc-Dec Gaming: die Batterie hat den Anreiz, einen Redispatch-Abruf zu provozieren, um dann die hohe Vergütung zu erhalten. Dies kann dazu führen, dass der Speicherbetrieb Netzengpässe künstlich verstärkt. Bei einer zu niedrigen Kompensation hat die Batterie hingegen den strukturellen Anreiz Redispatch-Aktivierungen wo immer möglich zu vermeiden, z. B. durch nicht-verfügbar Meldungen.

Probleme bei Entschädigung. Die Berechnung einer finanziell neutralen Kompensation ist bei Batterien aus zwei unabhängigen Gründen in der Praxis kaum möglich:

- Problem 1: Ein Großteil der Erlöse kommt aus kurzfristigen Strommarkt-Geschäften auf dem Intraday-Markt. Hier ist im Nachhinein kaum objektiv feststellbar, welche Geschäfte eine Batterie getätigt hätte, wenn kein Redispatch-Eingriff erfolgt wäre.
- Problem 2: Ein Redispatch-Eingriff verändert den Speicher-Füllstand der Batterie im Vergleich zum hypothetischen Füllstand ohne Eingriff. Dadurch werden nicht nur Geschäfte im Zeitraum des Eingriffs selbst betroffen, sondern (möglicherweise) auch solche vorher oder nachher. Wird zum Beispiel durch einen Redispatch-Eingriff das Laden der Batterie unterbrochen, kann sie zu einem späteren Zeitpunkt weniger Strom verkaufen bzw. ins Netz einspeisen.

Zusammenspiel mit dynamischen Netzentgelten. Auf Grund dieser Probleme wird es in der Praxis de facto unmöglich sein, eine exakt neutrale Kompensation zu ermitteln. Um die daraus resultierenden schädlichen Anreize gering zu halten, sollte der Redispatch von Großbatterien daher so selten wie möglich eingesetzt werden. Je weniger absehbar jede Redispatch-Aktivierung für die Speicherbetreiber ist, desto unwahrscheinlicher werden schädliche strategische Verhaltensweisen. Aus diesem Grund halten wir das Zusammenspiel von Redispatch und dynamischen Netzentgelten für sinnvoll. Der Redispatch von Großbatterien ist ein wesentlicher Baustein zur wirkungsvollen Auflösung von Netzengpässen. Die dynamischen Netzentgelte ergänzen dieses Instrument und führen dazu, dass Großbatterien seltener im Redispatch eingesetzt werden. Dies lindert die Nachteile einer in der Realität nicht zu erreichenden adäquaten Kompensation.

Empfehlungen. Die Flexibilität und hohen Leistungen von Großbatterien sollten auch in der Praxis für Redispatch eingesetzt werden können. Dazu sollte eine möglichst akkurate Berechnung der finanziellen Entschädigung erfolgen. Dafür ist ggf. eine Überarbeitung der Branchenregelung notwendig.

Nicht-Empfehlungen. Von unkompensiertem Redispatch raten wir dringend ab. Derartige Überlegungen werden im Rahmen von FCAs bereits heute angestellt. Ein solcher Ansatz ist aber aus zwei Gründen hochgradig problematisch. Einerseits wäre ein unkompensierter Abruf eine maximal zu niedrige Entschädigung mit den oben genannten Anreizen für schädliches Verhalten. Darüber hinaus würde ein unkompensierter Redispatch auch beim Netzbetreiber ineffiziente Anreize verursachen. Dieser würde kostenlose Redispatch-Anlagen, wo immer möglich für Redispatch-Maßnahmen einsetzen, weil diese immer günstiger sind als Anlagen, die eine Entschädigung erhalten. Das hat den Effekt, dass nicht immer die Anlage mit höchstem Systemnutzen für den Redispatch genutzt wird, und führt zu potenziell starken

Erlöseinbußen für die Batterie. Eine Begrenzung der maximal möglichen Abrufe würde dieses Problem verringern, führt aber wiederum dazu, dass Batteriebetreiber einen Anreiz haben, Redispatch-Abrufe dann zu provozieren, wenn diese für sie geringe Kosten verursachen, um die Anzahl für sie kostspieliger Aktivierungen zu reduzieren.

4.4 REGELLEISTUNGS-LIMIT PRO ANLAGE

Hintergrund. Batterien sind grundsätzlich technisch sehr gut geeignet, schnelle Regelleistung bereitzustellen, insbesondere Primär- und Sekundärregelleistung (FCR und aFRR). In dieser Rolle sind sie in einem zunehmend von Wind- und Solarenergie geprägten Stromsystem für einen stabilen Systembetrieb außerordentlich wichtig. Vor allem die Sekundärregelleistung ist aktuell finanziell attraktiv, weswegen ein signifikanter Teil der Batterieleistung dort vermarktet wird. Mit einem Trend zu großen Batterie-Projekten mit bis zu 1 GW Leistung kann dies zu einer starken räumlichen Konzentration der Regelleistungserbringung auf wenige Netzanchlusspunkte führen. Dies wäre aus mehreren Gründen problematisch. Einerseits erhöht die Konzentration die Risiken eines Leitungsausfalls für die Systemführung, weil beim Ausfall von Netzanschlussleitung oder Sammelschiene ein großer Anteil der insgesamt vorgehaltenen Regelleistung wegfallen würde. Darüber hinaus können räumlich konzentrierte Abrufe von Regelenergie Netzengpässe kurzfristig verstärken. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn ein europäischer Frequenzabfall stattfindet, während positive Regelleistung vor allem in einer Region mit starkem Erzeugungsüberschuss bereitgestellt wird.

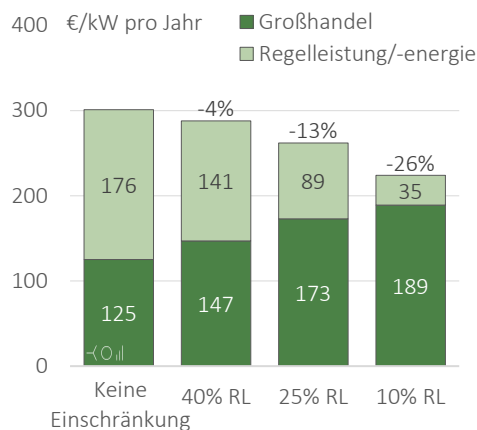
Ansatz. Eine Limitierung der Regelleistungsvermarktung pro Anlage begrenzt die räumliche Konzentration der Regelleistung. Weil dies das Angebot an Regelleistung insgesamt verknappt, schlagen wir einen Pfad vor, nach dem Zeitverlauf – parallel zum Hochlauf der Großbatterien – das maximale Regelleistungslimit herabgesetzt wird. Anfangs gelten für alle Batterien hohe Anteile, sodass der Wettbewerb auf dem Regelleistungsmarkt nicht zu stark begrenzt wird. Je mehr Großbatterien ans Stromnetz angeschlossen werden, desto niedriger kann das Regelleistungslimit gesetzt werden, ohne den Wettbewerb bei der Regelleistung zu gefährden. Neben der Limitierung der Regelleistung pro Anlage sollten auch freie Gebote auf dem Regelmarkt beschränkt werden.

Ausgestaltung. Wir schlagen eine Begrenzung der Regelleistung auf einen Prozentsatz der installierten Leistung der Batterie vor, die separat für positive und negative Regelleistung angewendet wird. Bei einem Regelleistungs-Limit von 50% dürfte eine 100-MW-Batterie also gleichzeitig 50 MW positive und 50 MW negative Sekundärregelleistung anbieten oder alternativ 50 MW (beidseitige) Primärregelleistung. Für den zeitlichen Verlauf wäre eine schrittweise Reduktion des Grenzwertes denkbar. Dieser Grenzwert würde entsprechend für alle ans Übertragungsnetz angeschlossene Batterien gelten, also bestehende und neu angeschlossene Anlagen. Dabei sollten der Regelleistungsbedarf und die Wettbewerbssituation im Regelleistungsmarkt im Auge behalten werden. Die für Regelleistung zur Verfügung stehende Batterieleistung sollte, angesichts von Nicht-Verfügbarkeiten und für ausreichenden Wettbewerbsdruck, deutlich über dem Gesamtbedarf an FCR und aFRR liegen.

Praktische Umsetzung. Die Begrenzung der Regelleistungsvermarktung und ihr Zeitverlauf könnten grundsätzlich im Rahmen einer einheitlichen Regelung in den technischen Anschlussregeln (TAR) der ÜNB festgelegt werden. Trotz des höheren Aufwands scheint dies vorteilhaft gegenüber einem Flickenteppich aus FCAs, bei dem sich die Grenzwerte je nach Netzbetreiber, Netzanschlusspunkt und Jahr der Inbetriebnahme unterscheiden.

Finanzielle Auswirkungen. Im Jahr 2025 hätten (unbeschränkte) Batterien einen Großteil ihrer Erlöse durch die Erbringung von Regelleistung und -energie erzielt. Eine Beschränkung der Regelleistungserbringung führt deshalb zu substantiellen Erlöseinbußen für Batterien (Abbildung 3), die nur teilweise durch höhere Erlöse im Großhandel ausgeglichen werden können. Dies gilt insbesondere für Batterien mit geringerem Speichervolumen. Batterien mit höheren Ladestunden werden hingegen weniger stark von einer Begrenzung der Regelleistung beeinträchtigt, da sie leichter auf Großhandelsarbitrage ausweichen können. In den nächsten Jahren werden die Erlöspotenziale durch Regelleistung und -energie nach unserer Einschätzung sinken, weil Marktsättigung eintritt. Die relative Auswirkung einer Begrenzung auf die Batterie-Wirtschaftlichkeit wird daher in Zukunft tendenziell geringer ausfallen.

Erlöse 2h-Batterie



Erlöse 4h-Batterie

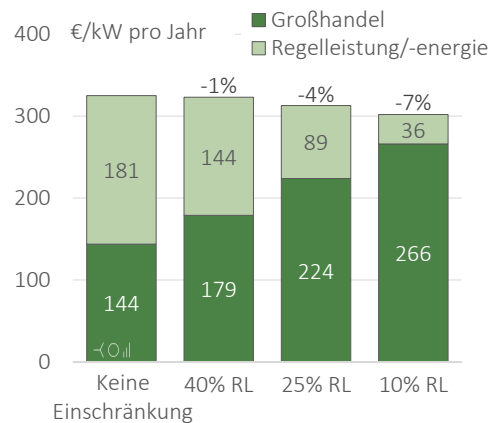


Abbildung 3: Auswirkungen eines Regelleistungslimits verschiedener Höhe auf die Erlöse einer 2h- bzw. 4h-Batterie im Jahr 2025.

4.5 BEGRENZUNG DER LEISTUNGSRAMPEN

Hintergrund. Batterien können ihre Leistung viel schneller anpassen als fast alle anderen technischen Anlagen im Stromsystem. Insbesondere können Batterien an Viertelstundenübergängen entsprechend der gemeldeten Fahrpläne abrupte Leistungssprünge vollziehen. Solche sprunghaften Übergänge entsprechen an sich exakt den heutigen regulatorischen Anforderungen. Weil andere Marktteilnehmer hingegen deutlich flachere Rampen fahren, kommt es zu deterministischen Regelleistungsbedarfen: Die unterschiedlichen Geschwindigkeiten führen selbst bei einem perfektem viertelstündlichem Bilanzausgleich zu systematischen Über- und Unterdeckungen am Anfang und Ende der Bilanzierungsperiode. Dadurch kommt es zu Frequenzschwankungen und wertvolle Regelleistung

wird gebunden, was das System weniger resilient gegenüber unvorhergesehenen Zwischenfällen macht. Eine Verkürzung der Bilanzierungsperiode würde diese Probleme reduzieren, ist jedoch nur langfristig umsetzbar.

Ausgestaltung und Ziel. Stattdessen empfehlen wir, die maximale Leistungsänderung der Batterie zwischen Bilanzierungsperioden zu begrenzen. Dies reduziert strukturelle Systemungleichgewichte an den Rändern der Bilanzierungsperioden. Darüber hinaus sollten auch Leistungssprünge innerhalb der Bilanzierungsperiode verboten werden. Beides erleichtert die Frequenzhaltung. Das Rampenlimit zielt hingegen nicht darauf ab, die Vorhersagbarkeit des Batterieeinsatzes zu erhöhen, da die Rampenvorgaben nicht für die Erbringung von Systemdienstleistungen gelten.

Höhe des Limits. Um die vorgegebenen Ziele zu erreichen, sollte das Rampenlimit so gewählt sein, dass es mit Leistungsänderungen anderer relevanter Akteure im Stromsystem kompatibel ist. Besonders relevant sind die Solarrampen am Vormittag oder Nachmittag, an denen die Leistung innerhalb einer Lieferperiode kontinuierlich zunimmt bzw. abnimmt und deshalb am Rand der Bilanzierungsperioden stark von der durchschnittlichen Leistung abweicht. In den technischen Anforderungen geben die ÜNB deshalb ein Rampenlimit von 6 bis 20 % der Netto-Nennleistung pro Minute an (ÜNB 2025). Damit würde das Umschalten zwischen Laden mit voller Leistung und Entladen mit voller Leistung zwischen gut 33 Minuten (6 %) und 10 Minuten (20 %) dauern.

Auswirkungen. Eine Begrenzung von Leistungsänderungen kann die Batterieerlöse auf zwei Arten beeinflussen. Erstens sind bei starken Leistungsbegrenzungen nicht mehr alle Fahrpläne möglich. So kann eine Batterie mit einer Begrenzung von 10 % pro Minute ihre Leistung von einer Viertelstunde zur nächsten nur um 150 % ändern; sie kann damit nicht in einer Viertelstunde mit der gesamten Leistung entladen und der nächsten Viertelstunde mit gesamter Leistung laden. Erst Rampenlimits von mindestens 13,3 % pro Minute erlauben die Abgabe von allen möglichen Fahrplänen (200 % in 15 Minuten entsprechen 13,3 % pro Minute). Zweitens wird durch die Rampenbegrenzung die vermarktbare Energie reduziert. Durch die Rampe kann innerhalb einer Viertelstunde weniger Strom vermarktet werden, als technisch möglich wäre.

Kompensation. Die durch die Rampe weniger vermarktete Energie sollte durch die Netzbetreiber über den Ausgleichsenergiemechanismus finanziell kompensiert werden: Die Batterie würde so behandelt werden, als ob sie gemäß dem Fahrplan tatsächlich sprunghaft eingespeist hätte – was sie ja technisch problemlos hätte machen können. Bei einem Fahrplansprung würde genau die Energiemenge, die durch die Rampe als „Dreiecksfläche“ um den Viertelstundenwechsel entsteht, bilanziell in die benachbarte Viertelstunde verschoben (Abbildung 4). Entsprechend könnten auch eventuell anfallende dynamische Netzentgelte kompensiert werden. Eine solche Regelung wäre ein Gewinn für die Netzstabilität ohne finanziellen Schaden bei Batterien anzurichten.

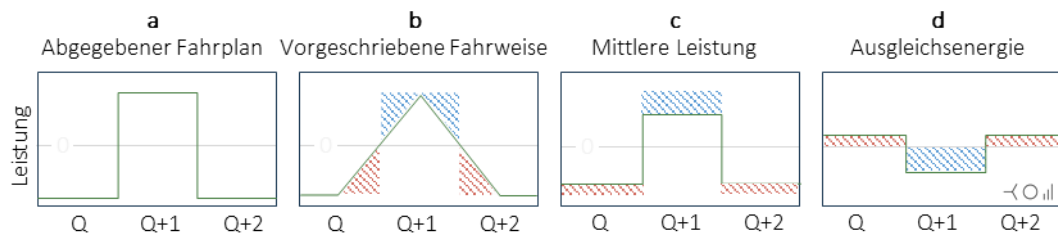


Abbildung 4: Funktionsweise der Kompensation bei einem Rampenlimit. In **a** ist der Fahrplan gezeigt, den die Batterie trotz Rampenlimit abgeben darf. Im gezeigten Fahrplan wechselt die Batterie von 100 % Laden auf 100 % Entladen und wieder zurück. In **b** ist die vorgeschriebene Fahrweise der Leistung inklusive Rampenlimit (hier 13,3 % pro Minute) gezeigt. Aufgrund des Rampenlimits weicht die Batterie vom Fahrplan ab und speist tatsächlich die in **c** gezeigte mittlere Leistung ein. Die Abweichung vom abgegebenen Fahrplan führt zum Auftreten von Ausgleichsenergie (**d**), die vom Netzbetreiber kompensiert wird.

Praktische Umsetzung. Die Begrenzung von Leistungsrampen sollte nicht nur für Batterien gelten, sondern im gleichen Maße auch für alle anderen Marktteilnehmer, die schnell reagieren können. Eine Kompensation der Rampenbegrenzung bringt zahlreiche praktische Herausforderungen mit sich. Unter anderem wäre eine Anpassung des Bilanzkreisvertrages notwendig, da der Ausgleich auf Bilanzkreisebene stattfindet. Aufgrund der Komplexität in der Umsetzung gehen die ÜNB von einem Zeitrahmen von bis zu drei Jahren bei der Einführung aus.

Auswirkung auf Batterie-Wirtschaftlichkeit. Rampenlimits von mindestens 13,3 % pro Minute erlauben die Abgabe aller möglichen Fahrpläne. Bei stärkerer Begrenzung sind hingegen nicht mehr alle Fahrpläne möglich. Wenn Einbußen durch Rampenbegrenzungen wie vorgeschlagen finanziell kompensiert werden, gibt es keinerlei Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Batterie.

4.6 NETZFINANZIERUNG

Hintergrund und Zielsetzung. Vor dem Hintergrund der steigenden Netzkosten strebt die BNetzA eine stärkere Beteiligung von Energiespeichern an der Netzfinanzierung an. Der Finanzierungsbeitrag durch Batterien sollte derart erfolgen, dass daraus keine ineffizienten Dispatch Anreize für die Batterie resultieren.

Kein konstanter Arbeitspreis. Ein konstanter Arbeitspreis würde genau diese Anforderung nicht erfüllen. Er würde bei der Batterie Kosten für jeden Speicherzyklus verursachen und somit die Batterienutzung einschränken. Dies verhindert einerseits volkswirtschaftliche Wertschöpfung durch die Batterien an Strommärkten – Strom- und Regelenergiepreise würden steigen. Gleichzeitig würde dies auch die Einnahmen der Speicherbetreiber reduzieren, die dementsprechend dann auch nicht mehr an anderer Stelle zur Netzfinanzierung abgeschöpft werden könnten.

Denkbare Instrumente. Daher empfehlen wir als Instrumente zur Netzfinanzierung einen einmaligen Baukostenzuschuss, der bei Inbetriebnahme des Speichers anfällt, oder einen jährlichen Leistungspreis auf Basis vertraglicher Netzanschlussleistung. Auch eine Kombination beider Instrumente ist grundsätzlich denkbar. Beide Ansätze würden im Gegensatz zum

konstanten Arbeitspreis den Betrieb der Batterie nicht einschränken, außer dass bei einer stark negativen Marktentwicklung ein Leistungspreis dazu führen könnte, dass Projekte früher als geplant aus dem Markt gehen.

Unsicherheit. Aus ökonomischer Sicht gibt es keine starke Präferenz für eines der beiden Instrumente, solange die Höhe zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung feststeht. Besteht Unsicherheit über die zukünftige Einrichtung eines Leistungspreises oder dessen Höhe, verschlechtert dies die Finanzierungsbedingungen der Batterieprojekte (weniger Fremdkapital, höhere Zinsen) und macht die Speicher dadurch teurer. Andererseits erleichtert eine spätere Zahlung aber die Finanzierung. Deswegen scheint ein vorab festgelegter, aber über beispielsweise 10 Jahre gestreckter Baukostenzuschuss sinnvoll.

Keine regionale Differenzierung. Unsere bisherigen Analysen haben gezeigt, dass sich die Auswirkung von Großbatterien auf das Engpassmanagement nur geringfügig regional unterscheiden (z.B. [Neon 2025](#)). Eine Standortsteuerung durch eine regionale Differenzierung des Finanzierungsbeitrags von Großbatterien dürfte somit nur sehr gering ausfallen und ist vermutlich den Aufwand nicht wert. Die geplante Abschaffung der differenzierten Baukostenzuschüsse halten wir daher für sinnvoll. Dies gilt nicht für die Kosten des unmittelbaren Netzanschlusses, die unterschiedlich hoch ausfallen können. Diese werden allerdings bereits heutzutage von den Batterieentwicklern getragen.

Höhe des Finanzierungsbeitrags. Die Wahl der Höhe des Finanzierungsbeitrags von Speichern, also der Parametrierung von Baukostenzuschuss oder Leistungspreisen, ist eine Gratwanderung. Einerseits ist der politische Wunsch verständlich, profitable Speicher an der Finanzierung der Netzkosten zu beteiligen. Andererseits darf der Finanzierungsbeitrag nicht zu hoch ausfallen, denn dann droht er den Speicherzubau abzuwürgen. Das wäre nicht nur ein Bärendienst für die Energiewende und günstige Strompreise, sondern letztlich auch für die Netzentgelte: Wenn keine Speicher gebaut werden, können sie auch keinen Beitrag zur Netzfinanzierung leisten. Ein prohibitiv hoher Leistungspreis wären beispielsweise die von den ÜNB genannten 53 €/kW pro Jahr für unbeschränkte Speicher ([Amprion 2026](#)). Das ist ökonomisch äquivalent zu einer Einmalzahlung von 400 €/kW (bei 10 % WACC und 15 Jahren Lebensdauer). Zum Vergleich: Die Investitionskosten für eine 2-Stunden Batterie betragen aktuell rund 600-700 €/kW ohne Baukostenzuschuss. Ein solcher Leistungspreis würde Batterien also um satte 60 % verteuern.

Wechselwirkung mit Einschränkungen. Welcher Finanzierungsbeitrag gerade noch tragfähig wäre, kann nicht unabhängig von den Einschränkungen des Speicherbetriebs bestimmt werden. Unsere quantitativen Analysen haben gezeigt, dass durch Einschränkungen wie verbindliche Fahrpläne, ein Regelleistungs-Limit und eine Begrenzung der Leistungsrampen (falls unkompensiert), je nach Ausgestaltung erhebliche Auswirkungen auf die Profitabilität von Speicherprojekten haben. Dabei gilt: je stärker die Einschränkungen sind, desto geringer fällt der tragbare Beitrag zur Netzfinanzierung aus – im Extremfall ist gar kein Finanzierungsbeitrag mehr möglich. Dieses Argument spricht dafür, die Einschränkungen für Speicher dort wo möglich zu vereinheitlichen, um sie besser bei der Bestimmung der Netzentgelte berücksichtigen zu können.

4.7 OBSOLETE INSTRUMENTE

Keine sinnvollen Instrumente. In der öffentlichen Debatte tauchen zu den oben ausgeführten Ansätzen weitere Instrumente auf, die wir bei Einführung des beschriebenen Instrumentariums für obsolet halten. Dazu zählen insbesondere folgende Instrumente:

- Unvergüteter Redispatch
- Allgemeine, strenge Rampenrestriktionen
- Einspeise- oder Ausspeiseverbot in bestimmten Stunden („Hüllkurven“)
- Komplettes Verbot von Netzbezug („Grünstromspeicher“)

Gründe. Diese Instrumente sind unserer Meinung nach keine sinnvolle Lösung für die in Abschnitt 3 aufgeführten Herausforderungen. Alle diese Instrumente sind bei Einführung des von uns vorgestellten Instrumentariums nicht notwendig und den oben beschriebenen alternativen Ansätzen unterlegen. So wird der unvergütete Redispatch beispielsweise immer zu schädlicheren Anreizen führen als eine Kompensation für Redispatch-Eingriffe, selbst wenn diese nicht exakt den realen Kosten des Eingriffs entspricht. Außerdem stellen die Instrumente unverhältnismäßig starke Einschränkungen des Speicherbetriebs dar, wie z. B. allgemeine, strenge Rampenrestriktionen zur Begrenzung kurzfristiger Netzengpässe. Auch komplette Ein- bzw. Ausspeiseverbote erscheinen uns unverhältnismäßig, da diese in der Regel durch dynamische Netzentgelte und den Redispatch anderer, günstigerer Anlagen vermieden werden können. In den wenigen Situationen in denen dies nicht ausreichend ist bliebe immer noch der direkten Redispatch der Speicher als bessere Alternative. Daher sollten diese hier genannten Ansätze – insbesondere im Übertragungsnetz – nicht verwendet werden.

Regulatorische Unsicherheit. Aktuell werden Investitionsentscheidungen für Projekte getroffen, bei denen überhaupt nicht klar ist, welche Einschränkungen dem Batteriespeicher zu einem späteren Zeitpunkt noch auferlegt werden. Allein die Möglichkeit, dass die hier genannten obsoleten Einschränkungen eingeführt werden könnten, schafft erhebliche Unsicherheit. Bereits die bloße Möglichkeit einer späteren Einführung dieser Instrumente mit mitunter erheblichen finanziellen Auswirkungen, erhöht die Kapitalkosten und erschwert die Kreditaufnahme der Speicherentwickler. Dies kann dazu führen, dass Investitionen in sinnvolle und eigentlich auch wirtschaftliche Speicherprojekte nicht getätigt werden. Das vage offen halten dieser Optionen verursacht also einen signifikanten Schaden, selbst wenn diese letztendlich nicht eingeführt werden. Wir empfehlen daher, klar und allgemeingültig auszuschließen, dass diese hier genannten Instrumente im Übertragungsnetz eingeführt werden.

5 Fazit

Konsistentes Instrumentarium. Diese Studie entwickelt ein konsistentes Set an Instrumenten zur Integration von Großbatterien in das Übertragungsnetz. Die vorgeschlagenen Maßnahmen adressieren systematisch die vier wesentlichen Herausforderungen im Netzbetrieb und ordnen jedem Problem ein geeignetes Instrument zu. Bei einigen Herausforderungen ist die sinnvolle Lösung relativ klar: Für Frequenzstabilität scheinen bilanziell kompensierte Rampenvorgaben zwischen und innerhalb der Bilanzierungsperioden sinnvoll. Zur Netzfinanzierung sind Leistungspreise oder Anschlussentgelte besser geeignet als Arbeitspreise, weil diese den Batteriebetrieb stärker beschädigen.

Netzengpässe. Weniger eindeutig ist hingegen die Instrumentenauswahl zur Adressierung von Netzengpässen. Die offensichtliche Lösung besteht in der Aufteilung der einheitlichen deutschen Preiszone und damit in der Etablierung von regionalen Day-Ahead-, Intraday- und Regelenergiemärkten. Dies ist jedoch politisch nicht gewünscht, weshalb wir diesen Lösungsansatz hier in dieser Studie auch nicht weiter betrachtet haben. Bei Beibehalt der deutschlandweiten Preiszone werden die Preissignale des Großhandelsmarktes Netzengpässe nicht reflektieren. Dies lässt sich durch zusätzliche Instrumente nur unzureichend und unter Kollateralschäden kompensieren. Regional-dynamische Netzentgelte dürften engpassentlastend wirken, sind aber nur so gut wie die Engpassprognosen. Außerdem können sie keine kurzfristigen Änderungen in der Netzauslastung reflektieren. Ein schnellerer Redispatch, der auf mehr Anlagen wie auch Großbatterien zurückgreifen kann, kann dazu beitragen, kurzfristige Fehlanreize der einheitlichen Gebotszone zu adressieren. Die faire finanzielle Kompensation von Redispatch-Eingriffen in den Batteriebetrieb ist jedoch herausfordernd.

Nicht sinnvolle Instrumente. Neben geeigneten Maßnahmen werden in der aktuellen Diskussion auch Instrumente erwogen, die wir als nicht zielführend einstufen. Dazu zählen insbesondere pauschale Einschränkungen des Batteriebetriebs oder unvergütete Redispatch-Eingriffe. Gleichzeitig ist vielfach unklar, ob und in welcher Form einzelne Instrumente tatsächlich zur Entlastung des Netzbetriebs beitragen.

Unsicherheit. Die Unsicherheit über zukünftige regulatorische Rahmenbedingungen verschlechtert die Planungssicherheit erheblich. Sie führt zu höheren Finanzierungskosten und kann Investitionen verzögern oder verhindern. Neben privatwirtschaftlichen Kosten entsteht dadurch substanzieller volkswirtschaftlicher Schaden, da dies den Ausbau von Batteriespeichern ausbremst.

Auswirkungen Wirtschaftlichkeit. Einige der empfohlenen Instrumente begrenzen die Batterie Nutzung, so z. B. die Begrenzung der Regelleistungsvermarktung und (unkompensierte) Leistungsrampen. Dies senkt den Mehrwert den Batterien am Großhandelsmarkt schaffen können, die Wirtschaftlichkeit der Speicherprojekte und führt dazu, dass diese geringere Beiträge zur Netzfinanzierung leisten können. Daher empfehlen wir, einerseits die Einschränkungen der Batterie Nutzung so maßvoll wie möglich auszugestalten und andererseits bei der Festlegung von Netzentgelten die Auswirkung von Einschränkungen zu berücksichtigen.

Vereinheitlichung. FCAs werden bei der Integration von Großbatterien eine zentrale Rolle spielen, sind jedoch uneinheitlich ausgestaltet. Um Transparenz zu schaffen und Kosten zu reduzieren, sollten alle standardisierbaren Aspekte in einheitlichen technischen Anschlussregeln geregelt werden. FCA sollten hingegen klar definiert und begrenzt sein. Eine einheitliche Regulierung trägt dazu bei, Unsicherheit zu reduzieren und schafft dadurch einen erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrwert.

6 Anhang

6.1 VERBINDLICHE FAHRPLÄNE FÜR ANLAGEN

Status quo. Heute dürfen die Betreiber von Anlagen bis in die Liefer-Viertelstunde hinein den geplanten Betrieb aktualisieren. Großbatterien können also bis Echtzeit die Pläne für Strom-Entnahme und -Einspeisung anpassen. Dies kann entweder im Rahmen von Intraday-Handelsgeschäften oder im Rahmen des Unternehmens-internen Bilanzkreismanagements geschehen. Ausgenommen davon sind nur Anlagen, die für Redispatch eingesetzt sind. Diese dürfen sich nicht mehr gegen die Richtung des Redispatch verändern.

Verbindliche Fahrpläne. Die Idee von verbindlichen Fahrplänen für Großbatterien ist, dass Betreiber mit Vorlaufzeit von einigen Stunden die physikalische Einspeisung und Ausspeisung jeder Anlage für jede Viertelstunde verbindlich festlegen und melden müssen. Da Regelenergieabrufe nicht teil der Fahrpläne sind, sind sie von der Verbindlichkeit ausgenommen. Diese Fahrpläne dürfen anschließend nur eingeschränkt oder gar nicht mehr geändert werden, sie werden quasi „eingefroren“. Verbindliche Fahrpläne verhindern hingegen nicht, dass Batterien bereits im Day-ahead-Markt Positionen einnehmen, die Netzengpässe verstärken.

Erwartung. Die Hoffnung ist, dass Netzbetreiber auf Basis verbindlichen Fahrpläne verlässliche Lastflussmodellierungen durchführen können und anschließend nicht mehr mit unerwartetem engpassverstärkendem Verhalten rechnen müssen. Wenn also beispielsweise während eines bestehenden Nord-Süd-Engpasses kurz vor Lieferung noch mehr Windstrom im Norden erwartet wird, können Batterien in Süddeutschland nicht mehr darauf reagieren – weil sie ja ihre Fahrweise nicht mehr anpassen können.

Zwei Varianten. Es sind zwei grundsätzlich verschiedene Ausgestaltungsvarianten verbindlicher Fahrpläne denkbar. Wir nennen diese „einseitig verbindliche Fahrpläne“ und „zweiseitig verbindliche Fahrpläne“. Im Folgenden zeigen wir auf, warum wir bei beiden Varianten erhebliche Bedenken hinsichtlich der Wirksamkeit dieser Instrumente haben.

6.1.1 Einseitig verbindliche Fahrpläne

Ansatz. Bei einseitig verbindlichen Fahrplänen ist eine nachträgliche Anpassung des Fahrplans erlaubt, wenn diese engpassentlastend wirkt, also in „in die richtige Richtung“ geht. Batterien in der Überschussregion dürften dabei auch kurzfristig mehr einspeichern als geplant. Batterien in der Knappheitsregion dürften hingegen kurzfristig mehr ausspeichern. Eine Abweichung in die jeweils andere Richtung ist verboten. Welche Abweichungen kurzfristig noch erlaubt sind, hängt von der jeweiligen Engpasssituation ab. Dies muss also situativ (dynamisch) festgelegt werden.

Idee. Der Gedanke hinter einseitig verbindlichen Fahrplänen ist, dass flexible Anlagen wie Batteriespeicher auf der richtigen Seite des Netzengpass weiterhin auf Prognoseänderungen

reagieren können. Sie würden dann zum Bilanzausgleich beitragen ohne Netzengpässe zu verstärken.

Strategisches Verhalten. Einseitig verbindliche Fahrpläne lassen sich jedoch einfach unterlaufen. Ist beispielsweise absehbar, dass kurzfristig zusätzliches Ausspeichern limitiert werden könnte, kann der Batteriebetreiber „100% Ausspeicherleistung“ als Fahrplan melden. Damit hat er sich die volle Freiheit erhalten, jeden physikalischen Batteriebetrieb umzusetzen – weniger Ausspeichern oder gar Einspeichern darf er ja beliebig kurzfristig.

Beispiel. Folgendes Beispiel illustriert diese Logik. Ein Speicher in Norddeutschland muss um 16:00 Uhr einen verbindlichen Fahrplan für die Lieferperiode von 18:00 Uhr bis 18:15 Uhr einreichen. Er hält es für möglich, dass ein Nord-Süd-Engpass vorliegt und er später nur noch mehr Einspeichern darf als im Fahrplan angemeldet. Daher meldet er an, im Zeitraum 18:00 Uhr bis 18:15 Uhr maximal auszuspeichern. Kurz vor Lieferung korrigiert er den gemeldeten Fahrplan auf das tatsächlich geplante Niveau.

Negative Auswirkungen. Anreize für ein solches Verhalten unterlaufen das primäre Ziel von einseitig verbindlichen Fahrplänen. In dieser Form schafft das Instrument also gerade keine Verbindlichkeit. Er führt somit nicht zu mehr Planungssicherheit für die Netzbetreiber. Darüber hinaus führen strategische Fahrplanmeldungen dazu, dass der erwartete Redispatchbedarf weiter ansteigt – die Speicher melden im Vorfeld ja gerade mehr engpassverschärfendes Verhalten an, als sie tatsächlich planen. Dass sie sich dann bei Lieferung weniger Engpassverschärfend verhalten, hilft dabei kaum, denn bis dahin haben die Übertragungsnetzbetreiber bereits andere Redispatchmaßnahmen durchgeführt, die so kurzfristig nicht mehr rückabgewickelt werden können.

Grenzen. Es gibt Aspekte, die das strategische Verhalten bei einseitig verbindlichen Fahrplänen erschweren oder unattraktiver machen. Beispielsweise können 1-Stunden-Speicher nicht plausibel glaubhaft machen, über mehrere Stunden in die gleiche Richtung operieren zu wollen. Auch könnten Redispatch-Aktivierungen mit Kompensation der Kosten das strategische Verhalten in einzelnen Viertelstunden unattraktiv machen. Dies wird dazu beitragen, dass die Manipulation der gemeldeten Fahrpläne nicht in allen Fällen so extrem ausfällt, wie in den von uns genannten Beispielen. Komplett verhindern wird es das strategische Verhalten jedoch nicht.

6.1.2 Zweiseitig verbindliche Fahrpläne

Ansatz. Bei zweiseitig verbindlichen Fahrplänen sind Anlagen an ihren abgegebenen Fahrplan gebunden. Jede nachträgliche Abweichung vom gemeldeten Fahrplan wird pönalisiert – und zwar auch dann, wenn eine Abweichung Netzengpässe reduzieren würde. Anders als bei einseitig verbindlichen Fahrplänen, können zweiseitig verbindliche Fahrpläne auch das ganze Jahr über gelten (statisch) oder ebenfalls dynamisch nur in Engpassstunden festgelegt werden.

Ziel. Der Grundgedanke hinter zweiseitig verbindlichen Fahrplänen ist, dass das Verbot von kurzfristigen Fahrplanänderungen die Verbindlichkeit der gemeldeten Fahrpläne erhöht und somit kurzfristige Netzengpässe vermeidet. Konsequenterweise müsste eine solche Beschränkung nicht nur für Großbatterien gelten, sondern für alle Anlagen: denn auch Gaskraftwerke,

Pumpspeicher und die kurzfristige Abregelung Erneuerbarer können kurzfristige Netzengpässe verursachen.

Keine Lösung. Zweiseitig verbindliche Fahrpläne sind keine Lösung gegen kurzfristige Netzengpässe. Prognosefehler bei der Erzeugung von Erneuerbaren oder dem Verbrauch werden ja auch weiterhin auftreten und müssen ausgeglichen werden. Ein Verbot der kurzfristigen Flexibilitätserbringung nur für Batterien würde dazu führen, dass andere flexible Erzeuger, Speicher oder Verbraucher reagieren, bei denen ebenso wenig sichergestellt werden kann, dass sie auf der „richtigen“ Seite des Engpasses liegen. Außerdem würde dies die Kosten des Bilanzausgleichs erhöhen, wenn Batterien dafür nicht mehr zur Verfügung stünden. Zweiseitig verbindliche Fahrpläne für alle Anlagen würden hingegen dazu führen, dass Prognosefehler nur noch durch den Einsatz von Regelenergie kompensiert würden. Dies ist teuer und ineffizient, aber löst selbst dann immer noch nicht das Engpassproblem. Denn auch bei der Regelenergieaktivierung gibt es keine lokale Steuerung. Es bleibt also reiner Zufall, ob Regelenergie auf der „richtigen“ oder auf der „falschen“ Seite des Engpasses erbracht wird.

6.2 BATTERIEMODELL

Batteriemodell. In unserem Batteriemodell ist die Batterie gleichzeitig auf mehreren Märkten aktiv (siehe Tabelle 3, auch zu weiteren Modellierungsannahmen). Zuerst entscheidet das Modell, auf welchem Regelmarkt die Batterie ihre Leistung anbietet. Bei den Preisen aus dem Jahr 2025 ist die Sekundärregelleistung zumeist attraktiver. Bei der Sekundärregelleistung wird symmetrisch in die negative und positive Richtung geboten, was noch Spielraum für den kontinuierlichen Intradayhandel lässt. Auf dem Regelenergiemarkt bietet die Batterie ihre Leistung gekoppelt an die Preise der IDA1 Auktion mit einem 50%-igen Aufschlag an. Abgerufene Energie kauft sie auf dem kontinuierlichen Intradayhandel zurück. Im letzten Schritt optimiert das Modell die Batterie auf dem kontinuierlichen Intradayhandel. Dabei reoptimiert es den Fahrplan für den ganzen Liefertag im 15min-Takt basierend auf neuer Preisinformation. Unser Modell basiert auf dem [Open-Access Optimierungsmodell](#) des Instituts für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen.

Tabelle 3: Zentrale Modellierungsannahmen der Batterieoptimierung

Parameter	2h-Batterie	4h-Batterie
Lade- / Entladeeffizienz	94%	95%
Standort	Süd- und Norddeutschland	
Zyklen	2 pro Tag	
Märkte	Kontinuierlicher Intradayhandel, Primärregel- leistung, Sekundärregelleistung/-energie	
Modelljahr	2025	

Dynamische Netzentgelte. Angelehnt an unsere erste Studie für ECO STOR haben wir anhand von erfolgtem Redispatch an jeweils einem Standort in Süd- und Norddeutschland im Jahr 2025 eine Zeitreihe für dynamische Netzentgelte generiert. Erfolgte an diesem Standort positiver oder negativer Redispatch, bestimmt sich das Netzentgelt durch die Höhe der entsprechenden marginalen Redispatchkosten. Die resultierende Zeitreihe wird dann auf alle Preise einer Lieferperiode am kontinuierlichen Intradayhandel addiert.

Begrenzung der Regelleistung. Hier reduzieren wir die vermarktbare Leistung um einen festgelegten Faktor. Zu beachten ist, dass eine Einschränkung aufgrund der symmetrischen Gebote erst bei einer Begrenzung unterhalb von 50% der installierten Leistung eine Wirkung entfaltet.