



KURZSTUDIE

# Systemdienlichkeit von Großbatterien

Analyse der Auswirkung von Großbatterien auf Strommarkt und Stromnetz  
und Bewertung von Instrumenten zur Stärkung der Netzdienlichkeit

20. Januar 2026

Im Auftrag von Kyon Energy, LichtBlick, ECO STOR, Fluence

Autoren:

Anselm Eicke ([eicke@neon.energy](mailto:eicke@neon.energy))

Lion Hirth ([hirth@neon.energy](mailto:hirth@neon.energy))

Christoph Maurer ([maurer@consentec.de](mailto:maurer@consentec.de))

# Systemdienlichkeit von Großbatterien

Analyse der Auswirkung von Batterien auf Strommarkt und Stromnetz und  
Bewertung von Instrumenten zur Stärkung der Netzdienlichkeit

Diese Studie ist verfügbar unter [neon.energy/systemdienlichkeit-grossbatterien](https://neon.energy/systemdienlichkeit-grossbatterien)

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, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Neon Neue Energieökonomik GmbH  
Schönleinstraße 31  
10967 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth  
[hirth@neon.energy](mailto:hirth@neon.energy)  
+49 157-55 199 715



# Zusammenfassung

---

**Wirkung auf den Markt.** Großbatterien werden in Deutschland derzeit überwiegend marktlich betrieben. Am Großhandelsmarkt speichern Batterien günstigen Strom ein und in teuren Stunden wieder aus. Weil dadurch günstigere Erzeugung zum Zuge kommt, reduziert dies die Kosten der Stromerzeugung. Außerdem senkt dies CO<sub>2</sub>-Emissionen, reduziert die Preisvolatilität und verringert die Abregelung von erneuerbaren Energien. Am Regelenergiemarkt ersetzen Batterien teure thermische Kraftwerke, was ebenfalls Systemkosten senkt.

**Wirkung auf das Netz.** Weitgehend brach liegt hingegen bis heute das Potenzial von Großbatterien, auch die Kosten des Stromnetzes zu senken. Der größte Hebel liegt hier in einer Reduktion von Netzengpässen, wodurch Redispatchkosten gesenkt und Netzausbau vermieden werden könnte. Dass Großbatterien hier keinen systematischen Beitrag leisten, liegt am Fehlen geeigneter Anreize in der einheitlichen Preiszone. Zuletzt wurde eine Vielzahl von Vorschlägen gemacht, wie die Netzdienlichkeit von Batterien verbessert werden könnte, u.a. durch differenzierte Baukostenzuschüsse, flexible Netzanschlüsse, dynamische Netzentgelte und Beschränkungen des Batterieeinsatzes. Dieses Sammelsurium regulatorischer Maßnahmen birgt jedoch das Risiko, wenig Nutzen zu erzeugen und gleichzeitig den volkswirtschaftlich sinnvollen Speicherzubaue abzuwürgen.

**Diese Studie.** In dieser Studie stellen wir die Auswirkungen von Batterien auf Strommarkt und Stromnetz dar, diskutieren wo regulatorischer Handlungsbedarf besteht, und bewerten Instrumente zur Stärkung ihrer Netzdienlichkeit.

**Externe Effekte.** Handlungsbedarf besteht dort, wo Batterien erhebliche Auswirkungen haben ohne diese zu „sehen“. Dies betrifft insbesondere ihre Wirkung auf Netzengpässe, die für Batteriebetreiber weder absehbar noch eingepreist sind. Ökonomisch handelt es sich dabei um einen externen Effekt, der durch geeignete Anreize internalisiert werden sollte. Insgesamt identifizieren wir fünf wesentliche externe Effekte von Großbatterien:

- 1) Wirkung des Batterieeinsatzes auf Redispatch
- 2) Wirkung *kurzfristiger* Einsatzänderungen auf Netzengpässe
- 3) Fehlanreize innerhalb der 15-minütigen Bilanzierungsperiode
- 4) Fahrplansprünge zwischen den Bilanzierungsperioden
- 5) Einfluss auf Spannungshaltung

**Instrumente.** Das wohl relevanteste Problem dürfte die Wirkung von Batterien auf Netzengpässe sein: ein engpassverursachendes Verhalten kann hohe Redispatch- oder Netzausbaukosten verursachen, während ein engpassvorbeugendes Verhalten Kosten einspart. Für dieses Problem werden drei Gruppen von Lösungsansätzen diskutiert: Geographische Signale im Strommarkt, eine Einschränkung des Netzanschlusses von Batterien, und eine Beschränkung der kurzfristigen Flexibilitätsvermarktung.

**Bewertung.** Wir zeigen, dass die meisten Vorschläge bestimmte Probleme adressieren, andere hingegen nicht. Bei der Bewertung der Instrumente ist vor allem zu berücksichtigen, dass einige Vorschläge größere Kollateralschäden verursachen als andere. Netzdienlichkeit von Speichern ist ja nicht das einzige Kriterium: am Ende müssen Instrumente daran gemessen werden, ob sie volkswirtschaftlichen Mehrwert bewirken oder nicht. Und dieser wird genauso am Markt erwirtschaftet wie im Netz. So dürften insbesondere Instrumente zur Lösung von Netzenspässen, abgesehen von einer Preiszonenteilung, relativ große Einschränkungen von volkswirtschaftlich sinnvoller Kurzfrist-Flexibilität von Batterien mit sich bringen. Der dadurch verursachte volkswirtschaftliche Schaden droht die Vorteile fürs Stromnetz zu überkompensieren.

# 1 Hintergrund

---

**Hintergrund.** Großbatteriespeicher werden aktuell in Deutschland überwiegend marktdienlich eingesetzt, d.h. an Großhandels- und Regelenergiemärkten vermarktet. Dadurch senken sie die Kosten der Stromerzeugung, wodurch volkswirtschaftliche Wohlfahrt entsteht. Gesamtgesellschaftlich wäre es sinnvoll, die Flexibilität der Stromspeicher darüber hinaus auch dem Stromnetz zur Verfügung zu stellen, also beispielsweise Engpässe in Übertragungs- und Verteilnetzen systematisch zu reduzieren. Dies scheitert allerdings aktuell an fehlenden (Preis-) Signalen für einen system- oder netzdienlichen Einsatz von Großbatteriespeichern.

**Politischer Fokus: Netzdienlichkeit.** In den letzten Monaten gewann die Frage nach der Wirkung von Großbatterien auf das Stromnetz im energiepolitischen Diskurs stark an Bedeutung. Die Diskussion hängt sich oft an der Frage auf, ob Batterien „netzdienlich“ sind. Haupttreiber dieser Diskussionen ist der große Rückstau an Netzanschlussbegehren von Großbatterien, die Netzentgeltreform der Bundesnetzagentur (AgNes-Prozess) und die bevorzugte Behandlung von netzdienlichen Anlagen durch das Baurecht.

**Politische Initiativen.** Es gibt eine Reihe von politischen und regulatorischen Bestrebungen, Großbatteriespeicher in Deutschland „netzdienlicher“ zu machen. Hierzu gehören:

- Betonung der systemdienlichen Einbindung von Speichern im Koalitionsvertrag
- Ausgestaltung des Baukostenzuschusses (ein „tiefes“ Netzanschlussentgelt) für Speicher mit regionaler Differenzierung
- Netzentgeltreform (AgNes), mit einer intensiven Diskussion zu Netzentgelten für Speicher
- Vergabe flexibler Netzanschlüsse durch Netzbetreiber im Gegenzug für (unterschiedlich definierte) netzdienliche Fahrweise
- Einführung neuer Rampenrestriktionen im Rahmen technischer Anschlussbedingungen von Netzbetreibern
- Diverse Vorschläge aus der Branche zur Einschränkung der Fahrweise von Batterien („Hüllkurven“ und „Trichter“)

**Gefahren.** Diese gleichzeitig und unkoordiniert stattfindenden Prozesse bergen vier Gefahren:

- Die Entwicklung von schlechten Instrumenten, die Probleme im Netz unzureichend adressieren aber gleichzeitig unnötige Kosten bei Batteriebetreibern verursachen (z.B. die vollen Kosten der Einbindung von Batterien ins System auf Batteriebetreiber zu wälzen, ohne deren netzkostensenkende Wirkung einzubeziehen)
- Eine Kakophonie von konkurrierenden Ansätzen, bei der jeder Netzbetreiber eigene Konzepte verfolgt
- Ein inkonsistentes Instrumentarium, bei dem sich verschiedene Instrumente in redundanter oder widersprüchlicher Weise überlagern
- Ein hohes Maß an diskretionärer Entscheidungsbefugnis bei Netzbetreibern, dass diese dazu nutzen könnten, um Batterien im eigenen Netzgebiet möglichst zu vermeiden

Deswegen besteht eine reale Gefahr, dass sich die Investitionsbedingungen Großbatteriespeichern in Deutschland deutlich verschlechtern. Im schlimmsten Fall könnte dies zum Abwürgen des Markthochlaufs der einzigen Assetklasse im Energiesystem führen, in der heute Investitionen ohne Subventionen stattfinden. Außerdem ist durch den dynamischen Ausbau an Großbatteriespeichern eine Überlastung der zuständigen Stellen bei den Netzbetreibern zu beobachten, die zu einer Abwehrhaltung gegenüber Großbatteriespeichern führt.

**Diese Studie.** Diese Studie untersucht die Auswirkungen von Großbatterien auf Strommarkt und Stromnetz. Dazu definieren wir die häufig, aber auch widersprüchlich verwendeten Begriffe und Konzepte „netzdienlich“ und „systemdienlich“. Wir zeigen auf, an welchen Stellen Großbatterien im Stromsystem einen volkswirtschaftlichen Mehrwert schaffen und wie dieser konkret zustande kommt. Ein wesentlicher Fokus liegt dabei auf den Auswirkungen (positiv wie negativ) von Großbatterien auf das Stromnetz, die Batteriebetreiber heute in Ermangelung von Preissignalen bisher nicht in Einsatzentscheidungen berücksichtigen, die also externe Effekte darstellen. Anschließend strukturieren wir regulatorische Instrumente, um diese externen Effekte zu internalisieren. Dazu zählen beispielsweise Preissignale, Anreize, Einschränkungen und Anforderungen. Wir zeigen auf, welche dieser Ansätze welche Netz-Probleme adressieren können und welche Probleme nicht. Abschließend stellen wir die wichtigsten Kriterien zur Bewertung der Instrumente vor, diskutieren die Grenzen der einzelnen Ansätze und geben grundsätzliche Ausgestaltungs-Empfehlungen. Eine abschließende Bewertung von einzelnen Instrumenten ist hingegen nicht Ziel dieser Studie.

## 2 System- und Netzdienlichkeit

**Ziel.** Die Begriffe „Systemdienlichkeit“ und „Netzdienlichkeit“ sind in der energiepolitischen Diskussion fest verankert. Aber bezeichnen diese Begriffe überhaupt? Wie lassen sie sich sinnvoll definieren, abgrenzen und nutzen? Diese Fragen adressieren wir in diesem Abschnitt.

**Systemdienlichkeit von Batterien.** Großbatterien können einen Mehrwert am Strommarkt und für das Stromnetz leisten. 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. Die Systemdienlichkeit einer Batterie ergibt sich also aus der Summe von Markt- und Netznutzen (Abbildung 1). Für eine solche volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung ist es irrelevant, in welchem Bereich der Nutzen anfällt.

### Wohlfahrtseffekt einer Großbatterie (illustrativ)

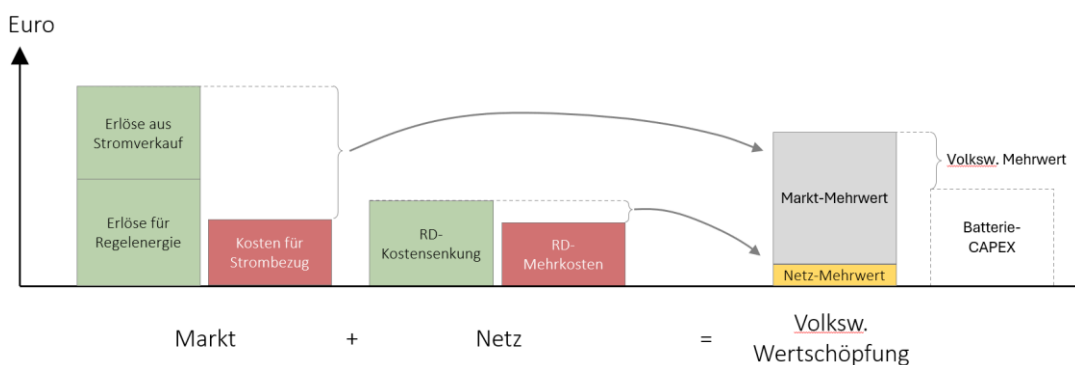


Abbildung 1: Die Differenz von Erlösen und Kosten am Markt ergibt den Markt-Mehrwert. Aus Kostensenkungen oder -steigerungen im Netz ergibt sich der Netz-Mehrwert (der auch negativ sein kann). Die Summe dieser beiden Werte ergibt die volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Liegt diese über den Investitionskosten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

**Praxis.** In der Praxis werden zahlreiche unterschiedliche Klassifizierungen für Netzdienlichkeit verwendet. Dazu gehören etwa das Ampelsystem der App [Stromgedacht](#) von TransnetBW („supergrün“ für lokalen Stromüberschuss, „orange/rot“ für Mangel), die [NRV-Saldo-Ampel](#) mit den Farben „grün“, „orange“, „rot“ und „blau“, sowie die von [Bayernwerk Netz](#) genutzten Kategorien „netzbelastend“, „netzneutral“ und „netzdienlich“ für einen Speicherbetrieb.

**Unser Vorschlag.** Wir schlagen zwei Definitionen von Netzdienlichkeit vor, die unterschiedlich weit gefasst sind: Netzdienlichkeit im weiteren Sinne und im engeren Sinne.

**Netzdienlichkeit im weiteren Sinne.** Netzdienlichkeit im weiteren Sinne berücksichtigt alle Kosten des Stromnetzes, die bei Netzbetreibern anfallen. Sie berücksichtigt den Einfluss der Batterie auf Netzausbau bzw. Redispatchbedarf, Spannungshaltung, aber auch den Beitrag der Batterie, Systemdienstleistungen wie Regelleistung günstiger und schneller bereitzustellen.

Diese Definition umfasst die Kosten aller Netzebenen und gerade nicht nur die Wirkung auf die Anschluss-Netzebene. Eine Batterie ist in diesem Sinne netzdienlich, wenn sie dafür sorgt, dass Netzentgelte sinken. Diese Definition ist messbar als Summe der Erlösbergrenzen aller deutschen Netzbetreiber.

**Netzdienlichkeit im engeren Sinne.** Netzdienlichkeit engeren Sinne umfasst ausschließlich die Netzengpasskosten. Diese Definition berücksichtigt nur Redispatch- und Netzausbaukosten, nicht aber zum Beispiel die Kosten der Regellenergie.

**Einordnung.** Eine wissenschaftlich eindeutige und objektive Definition von Netzdienlichkeit gibt es nicht. Dies liegt insbesondere daran, dass die Abgrenzung von Marktnutzen und Netznutzen uneindeutig ist, weil zwischen beiden ein großer Graubereich besteht. So erfolgt beispielsweise die Beschaffung von Regelleistung durch die Netzbetreiber an Märkten, die Kosten dafür werden jedoch über die Netzentgelte erhoben. Wenn eine Batterie die Kosten der Regelleistungsvorhaltung senkt, könnte dies daher sowohl als netzdienlich oder marktdienlich interpretiert werden (Abbildung 2).

### Systemdienlichkeit und Netzdienlichkeit von Batterien

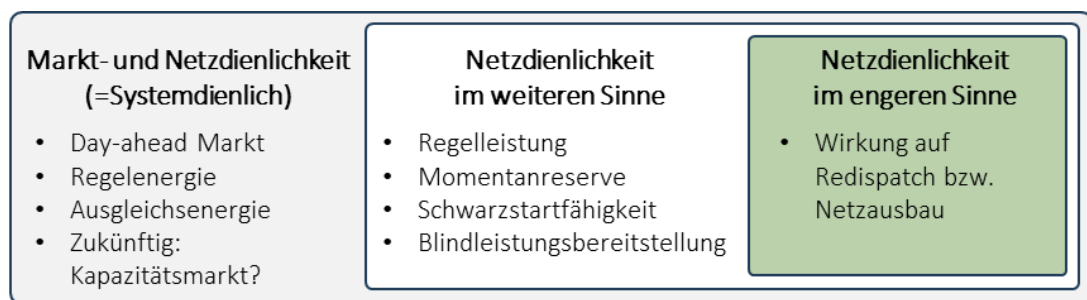


Abbildung 2: Der Mehrwert von Batterien im Stromsystem realisiert sich in Strommärkten und im Netz. Um die Netzdienlichkeit von Batterien zu bestimmen, muss zwischen Markt- und Netzdienlichkeit differenziert werden. Dies ist nicht eindeutig möglich.

**Eigenschaften von Netzdienlichkeit.** Derartige Definitionen von Netzdienlichkeit sind nicht nur auf Batterien anwendbar. Sie treffen ebenso für Erzeuger und Verbraucher von Strom zu, da diese ebenfalls Einfluss auf Strommärkte und Netzengpässe haben.

**Zeitliche Aggregation.** Praktisch alle Assets können zu manchen Zeitpunkten netzdienlich sein und zu anderen die Netzkosten erhöhen. Eine Bewertung der Netzdienlichkeit kann daher nur über einen längeren Zeitraum erfolgen und sollte beide Aspekte berücksichtigen. Aus den unterschiedlichen temporären Netzwirkungen kann beispielsweise ein aggregierter Wert ermittelt werden. Die ausschließliche Fokussierung auf netzbelastende Zeiträume liefert hingegen ein verzerrtes Bild und erscheint uns nicht sinnvoll.

**Kontinuierliche Größe.** Eine Anlage ist also nicht nur entweder netzdienlich oder nicht. Ihre Netzdienlichkeit kann vielmehr unterschiedlich hoch sein, entspricht also eher einer Abstufung von Graustufen als dem bloßen Unterschied zwischen Schwarz oder Weiß. Die Netzdienlichkeit von Batterien kann zum Beispiel in EUR/kW quantifiziert werden.



**Grenzen der Definition.** Die Definition der Netzdienlichkeit hat streng genommen keinen tieferen analytischen Mehrwert. Im Stromsystem sollten vielmehr die Kosten des Gesamtsystems minimiert werden und nicht nur die Kosten des Netzbetriebs. Geeigneter wäre daher eine Bewertung der Systemdienlichkeit von Anlagen und nicht nur deren Netzdienlichkeit. So ist Netzdienlichkeit nicht einmal per se erstrebenswert: auch eine Batterie mit negativer Netzdienlichkeit kann volkswirtschaftlich sinnvoll sein, wenn sie die Systemkosten insgesamt senkt, ihr Systemnutzen also positiv ist. Der volkswirtschaftliche Mehrwert dieser Batterie in Strommärkten würde dann ihre Netzbelastung überkompensieren.

### 3 Interne vs. externe Effekte

**Regulatorischer Handlungsbedarf.** Ob regulatorisch-politischer Handlungsbedarf im Stromsystem besteht, hängt nicht von der Abgrenzung von Markt- und Netznutzen ab. Entscheidend ist vielmehr, ob eine Batterie ihre Auswirkungen auf das Stromsystem auch „spürt“, d.h. finanziell für von ihr verursachten Nutzen belohnt und für Kosten bestraft wird. Regulatorisches Handeln ist genau dann angebracht, falls dies nicht der Fall ist und falls die Auswirkungen auf das Stromsystem signifikant sind.

**Externe Effekte.** Wenn die Handlungen eines Marktteilnehmers Kosten oder Nutzen für Dritte verursachen, die nicht über den Preismechanismus abgegolten werden, sprechen Ökonomen von externen Effekten. Ein Beispiel für einen externen Effekt ist die Auswirkung der Batterie auf Netzengpässe. In der einheitlichen deutschen Strompreiszone sind Batterien, wie alle anderen Marktteilnehmer auch, „blind“ für Netzengpässe. Sie haben keinen Anreiz, die von ihnen verursachten Redispatchkosten in ihren Investitions- und Dispatchentscheidungen zu berücksichtigen. Dies liegt daran, dass nicht der Betreiber der Batterie diese Kosten trägt, sondern die Allgemeinheit über die Netzentgelte. Derartige externe Effekte verhindern, dass das volle Potenzial von Batterien ausgeschöpft wird. Wenn die Auswirkungen externer Effekte zu groß werden, sind regulatorische Anpassungen erforderlich. Die externen Effekte von Batterien treten vor allem netzseitig auf, aber eben nicht ausschließlich.

**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 Regelernergie ist internalisiert, da die Batterie für diese Systemdienstleistung bezahlt wird.

**Relevanz.** Wesentlicher als die Unterscheidung zwischen Markt- und Netzdienlichkeit ist daher die zwischen internalisierten und externen Effekten des Batteriebetriebs (Tabelle 1).

Tabelle 1: Internalisierte und externe Effekte von Großbatterien im Stromsystem

	Internalisiert ("sieht die Batterie")	Externer Effekt ("sieht die Batterie nicht")
Markt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Day-Ahead Auktion</li> <li>• Intraday (Auktionen und kontinuierlicher Handel)</li> <li>• Zukünftig: Kapazitätsmarkt (?)</li> </ul>	
Netz (im weiteren Sinne)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regelernergie</li> <li>• Ausgleichsenergie</li> <li>• Momentanreserve (ab 26)</li> <li>• Schwarzstartfähigkeit</li> <li>• Blindleistung (marktliche Beschaffung wird aktuell eingeführt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schwankungen innerhalb der Abrechnungsperiode</li> <li>• Leistungs-Sprünge zwischen Abrechnungsperioden</li> <li>• Spannung</li> </ul>
Netz (im engeren Sinne)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzengpässe / Redispatch</li> </ul>

## 4 Internalisierte Effekte an Strommärkten

---

**Internalisierte Effekte.** Beim Handel in Strommärkten spüren die Batterien die Kosten und den Nutzen, die sie verursachen, in Form von Marktpreisen. Die Auswirkungen der Batterien auf die Strommärkte sind somit internalisiert. Daher entsprechen in funktionierenden Märkten die Erlöse, die Batterien auf diesen Märkten erzielen, den Wohlfahrtseffekten. In diesem Abschnitt diskutieren wir die internalisierten Effekte von Batterien in Großhandelsmärkten, bei der Regel- und Ausgleichsenergie sowie den sonstigen Systemdienstleistungen.

### 4.1 GROSßHANDELSMÄRKTE

**Day-Ahead-Markt.** Am Day-Ahead-Markt generieren Batterien Wohlfahrtsgewinne, indem sie Strom von Zeiten mit niedrigen Preisen in Zeiten mit hohen Preisen verschieben. Dadurch kann mehr Strom aus kostengünstigen Erzeugungsquellen bezogen werden und es müssen weniger teure Kraftwerke eingesetzt werden. Dies senkt die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung. Das Prinzip lässt sich einfach verdeutlichen: Lädt die Batterie bei einem Strompreis von 10 €/MWh, werden zusätzliche günstige Erzeuger aktiviert. Entlädt sie später bei 100 €/MWh, sinkt die notwendige Produktion teurer Spitzenlastkraftwerke, etwa von Gaskraftwerken. Der somit geschaffene volkswirtschaftliche Mehrwert ergibt sich aus der Höhe der Preisdifferenz. Dieser Mehrwert besteht konkret durch weniger Gasverbrauch, weniger CO<sub>2</sub>-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 [Studie](#) für ECO STOR abgeschätzt haben. 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.

**Intraday-Markt.** Am Intraday-Markt kann die Batterie – ähnlich wie am Day-Ahead-Markt – Wohlfahrtsgewinne erzielen. Ihre besondere Stärke liegt in der hohen Flexibilität, mit der sie sehr kurzfristig Strom bereitstellen oder aufnehmen kann. Fällt beispielsweise ein Kraftwerk unerwartet aus und steigen die Intraday-Strompreise stark an, würde ohne Batterie ein Gaskraftwerk mit hohen Anfahrts- und Vorhaltekosten einspringen. Durch den Einsatz der Batterie kann dieser teure Kraftwerkseinsatz vermieden werden, da sie zu geringeren Kosten Strom liefert. Dadurch entstehen reale Einsparungen bei den Stromversorgungskosten und ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen.

**Zusätzliche Auswirkungen.** Neben diesen Wohlfahrtseffekten hat die Teilnahme von Batterien in Großhandelsmärkten zusätzliche wünschenswerte Auswirkungen.

- Durchschnittliche Börsenstrompreise können sinken
- Weniger stark schwankende Strompreise
- Verbesserte Integration erneuerbarer Energien

- Weniger Stromerzeugung durch Gaskraftwerke
- Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen

**Durchschnittliche Börsenstrompreise.** Batterien können die durchschnittlichen Börsenstrompreise senken, insbesondere wenn die Merit-Order-Kurve konvex verläuft, also bei hohen Preisen stärker ansteigt als bei niedrigen Preisen. Dann haben Batterien einen stark preissenkenden Effekt, wenn sie in Zeiten hoher Preise entladen, während sie den Preis beim Laden in Zeiten niedriger Preise nur geringfügig ansteigen lassen. Dadurch sinkt das durchschnittliche Strompreisniveau. Eine [Studie von Frontier Economics](#) schätzt, dass Batteriespeicher den durchschnittlichen Großhandelspreis im Zeitraum von 2030 bis 2050 um etwa 1 €/MWh senken.

**Weniger Preisvolatilität.** Der Einsatz von Batteriespeichern führt zu einer Glättung der Strompreise. Durch das gezielte Laden bei niedrigen und Entladen bei hohen Preisen dämpfen Batterien Preisspitzen und reduzieren die Zahl der Stunden mit negativen Preisen. Dies verringert die Preisvolatilität am Strommarkt und senkt damit auch die Preisrisiken von Energieversorgern, Unternehmen und Haushalten mit dynamischen Stromtarifen. Dies reduziert den Bedarf und gegebenenfalls auch die Kosten der Absicherung gegen Preisschwankungen.

**Integration erneuerbarer Energien.** Batterien können Strom aus Wind- und Solaranlagen zwischenspeichern, der zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht verbraucht werden kann. Dadurch sinkt die marktbedingte Abregelung von erneuerbarer Erzeugung. Dadurch sinken deren Förderkosten. Laut einer [Studie von GEEC](#) könnten Batteriespeicher im Jahr 2030 Einsparungen bei der Erneuerbaren-Förderung in Höhe von 0,7 bis 1,7 Mrd. EUR pro Jahr verursachen.

**Weniger Stromerzeugung durch Gaskraftwerke.** Batteriespeicher können teilweise teure Gaskraftwerke ersetzen, die sonst zur Deckung kurzfristiger Lastspitzen eingesetzt würden. Da Gaskraftwerke zu den kostenintensiveren Erzeugern gehören, führt ihr geringerer Einsatz zu niedrigeren Stromerzeugungskosten. Zugleich sinken die Gasimporte, wenn auch nur in begrenztem Umfang.

**Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen.** Batteriespeicher verringern die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung, indem sie die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken reduzieren. Gleichzeitig steigt durch das gleichmäßigere Preisniveau zwar auch die Auslastung von Kohlekraftwerken, was die Emissions-Reduktion aus den Gaskraftwerken teilweise gegenkompensiert, insgesamt überwiegt jedoch der positive Effekt. Studien zufolge könnten im Jahr 2030 durch Batteriespeicher mehrere Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden, wobei die Größe des Effekt jedoch großen Unsicherheiten unterliegt: [Frontier Economics](#) schätzt die CO<sub>2</sub>-Einsparungen auf etwa 6,2 Mio. t pro Jahr, [GEEC](#) hingegen nur auf 1,3 und 2 Mio. t pro Jahr.

## 4.2 REGELLEISTUNG UND REGELENERGIE

Aktuell ist die Erbringung von Regelleistung und Regelenergie eine wesentliche Einnahmequelle von Großbatterien. Dies liegt daran, dass Batterien wegen ihrer hohen Flexibilität besonders geeignet sind, diese Dienstleistungen anzubieten.

**Keine Mindesterzeugung.** Durch ihre hohe Flexibilität haben Großbatterien einen entscheidenden Vorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken bei der Regelenergieerbringung: sie können flexibel hoch- und runtergefahren werden. Konventionelle Kraftwerke müssen hingegen durchgehend laufen, um Regelleistung bereitzustellen. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten: Für negative Regelleistung müssen konventionelle Kraftwerke auch bei niedrigen beziehungsweise negativen Großhandelspreisen weiterlaufen, um im Bedarfsfall ihre Leistung senken zu können. Für positive Regelleistung müssen sie Kapazitäten zurückhalten, was Opportunitätskosten verursacht. Ersetzt eine Batterie ein solches Kraftwerk in der Regelleistungsbereitstellung, entfallen diese Kosten. Dadurch sinken die Systemkosten, was zu realen Wohlfahrtsgewinnen führt.

**Weniger Emissionen.** Darüber hinaus sinken der Brennstoffverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen, wenn eine Großbatterie ein thermisches Kraftwerk bei der Regelleistungserbringung ersetzt.

**Schnellere Reaktionsfähigkeit.** Batterien können nahezu instantan ihre Leistung erhöhen oder absenken, um auf Abweichungen in der Systembilanz reagieren oder einem Steuersignal nachzufahren. Bei der schnellsten Form der Regelleistung, der PRL, muss die Angebotsleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig anliegen. Bei der langsameren Sekundärregelleistung muss erst 30 Sekunden nach einer Aktivierung eine Reaktion erkennbar sein; die gesamte Angebotsleistung muss sogar erst nach fünf Minuten vollständig aktiviert sein. Batterien reagieren in der Regel deutlich schneller, ohne für dafür zusätzlich vergütet zu werden („positiver externer Effekt“).

**Wettbewerb.** Durch ihre Teilnahme in diesen Marktsegmenten erhöhen Großbatterien den Wettbewerb um Regeleistungsverhaltung und Regelenergieerbringung, senken überhöhte Gewinne bestehender Anbieter und tragen zu einer effizienteren Preisbildung bei.

## 4.3 AUSGLEICHSENERGIE

Batterien können neben der Teilnahme an Großhandelsmärkten und der Bereitstellung von Regelenergie und Regelleistung auch Ausgleichsenergie bereitstellen. Dies kann entweder zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen der eigenen Bilanzgruppe erfolgen oder um vorhersehbare Ungleichgewichte im Regelzonensaldo auszugleichen („Mitregeln“).

**Ausgleich der eigenen Bilanzgruppe.** Fällt eine Erzeugungsanlage kurzfristig aus, ist der Nachkauf von Energie am Intraday-Markt nicht mehr innerhalb derselben Bilanzierungsperiode

möglich. Stattdessen kann eine Batterie des gleichen Unternehmens einspringen. Sie stellt sofort Energie bereit und überbrückt den Ausfall, bis Strom nachgekauft werden kann oder die Erzeugung wiederhergestellt ist. Für das Stromsystem kann dieser Einsatz eine reale Kostenersparnis bedeuten: Wenn die Batterie unmittelbar nach dem Ausfall einspringt, steigt das Regelzonenungleichgewicht weniger stark an und weniger Regelenergie muss durch den Übertragungsnetzbetreiber aktiviert werden. Dann sinken die Gesamtkosten der Regelenergieaktivierung.

**Mitregeln.** Beim Mitregeln werden nicht Ungleichgewichte im eigenen Bilanzkreis ausgeglichen, sondern die erwarteten Ungleichgewichte in der gesamten Regelzone. Eine Batterie würde beispielsweise bei einer Unterdeckung des Stromsystems mehr Energie ausspeisen, als sie vermarktet hat. Wenn das Ungleichgewicht im Regelzonensaldo zuverlässig antizipiert werden kann und das Mitregeln auch innerhalb der Viertelstunde mit dem Ungleichgewicht im Regelzonensaldo zusammenfällt, senkt Mitregeln den Einsatz von Regelenergie. Dies senkt die Kosten des Stromsystems, da die Batterie nur dann mitregeln würde, wenn sie Strom günstiger als die Regelenergie bereitstellen kann. Die zu viel ausgespeiste Energie wird mit dem Ausgleichsenergiepreis abgegolten, daher sind Fahrplanabweichungen im Viertelstundenmittel internalisiert. Dieses Verhalten ist in Deutschland offiziell nicht erlaubt – im Gegensatz zu den meisten Nachbarländern. Mitregeln findet jedoch nachweislich statt und senkt bereits heute die Kosten der Regelenergieaktivierung, mutmaßlich im signifikanten Umfang.

## 4.4 SONSTIGE SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

**Systemdienstleistungen.** Neben der Bereitstellung von Regelenergie und dem Handel an Großhandelsmärkten können Batterien auch andere Systemdienstleistungen bereitstellen. Dazu gehören insbesondere Blindleistung, Momentanreserve und Schwarzstartfähigkeit. Diese spielen derzeit jedoch nur eine untergeordnete Rolle hinsichtlich der Einnahmen von Batterien.

**Blindleistung.** Blindleistung wird für die Spannungshaltung benötigt und ist für den Betrieb von Drehstromnetzen unverzichtbar. Bisher stellen neben speziellen Netzbetriebsmitteln überwiegend konventionelle Kraftwerke Blindleistung über ihre Generatoren zur Verfügung. Eine Mindestleistung ist im Rahmen der Netzanschlussbedingungen vorgeschrieben, Anlagen könnten aber (bei Inkaufnahme zusätzlicher Kosten z. B. für Verluste) aber auch höhere Blindleistungsbeiträge erbringen. Aber auch Batterien müssen laut Netzanschlussbedingungen Blindleistung bereitstellen. Wenn die Netzbetreiber aus den verpflichtenden Beiträgen nicht ausreichend Blindleistung aus angeschlossenen Anlagen erhalten, müssen sie den zusätzlichen Bedarf marktlich beschaffen. Damit wird die über die Mindestanforderungen hinausgehende Bereitstellung von Blindleistung also internalisiert. Dadurch erhalten Batterien einen Anreiz, mehr als die verpflichtende Menge an Blindleistung bereit zu stellen.

**Momentanreserve.** Momentanreserve ist eine automatische unverzügerte Energieabgabe oder Energieaufnahme von Anlagen als Reaktion auf Leistungsungleichgewichte. Sie ist notwendig, um die Frequenz im Stromnetz zu stabilisieren und die Frequenzänderungsrate im

Fehlerfall zu begrenzen. Auch Momentanreserve wurde bislang konzeptbedingt und systemimmanent vor allem von den rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke bereitgestellt. Im Zuge des zunehmenden Ersatzes von Erzeugungsanlagen auf Basis rotierender Synchrongeneratoren durch umrichter gesteuerte Anlagen werden allerdings andere Quellen notwendig. Ab 2026 werden die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Bereitstellung von Momentanreserve vergüten. Die Vergütung erfolgt auf Basis von Festpreisen, deren Höhe sich nach der Verfügbarkeit und der Richtung der angebotenen Leistung richtet. Batterien können grundsätzlich Momentanreserve bereitstellen, müssen dafür allerdings mit netzbildenden Wechselrichtern ausgestattet werden. Dies kann sich mit Einführung der Vergütung lohnen.

**Schwarzstartfähigkeit.** Großbatterien könnten als schwarzstartfähige Anlagen verwendet werden, also zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach einem großflächigen Netzausfall. Diese Fähigkeit ist für die Netzstabilität besonders in Regionen ohne geeignete konventionelle Kraftwerke von Bedeutung.

## 5 Externe Effekte im Netz

---

**Externe Effekte.** Batterien haben reale Auswirkungen auf das Stromsystem, ohne dass dies finanzielle Konsequenzen für den Batteriebetreiber hätten. Dies betrifft, wie auch bei Erzeugern und Verbrauchern, insbesondere das Stromnetz: Batterien haben keine Anreize, die Auswirkungen ihres Betriebs auf das Stromnetz zu berücksichtigen oder sich gar gezielt netzdienlich zu verhalten. Diese externen Effekte führen dazu, dass das volkswirtschaftliche Potenzial der Batterie nicht vollständig ausgeschöpft wird.

**Aspekte.** Wir sehen fünf wesentliche externe Effekte von Batterien im Stromnetz und -Markt:

- 1) Wirkung des Batterieeinsatzes auf Redispatch (planbar)
- 2) Wirkung kurzfristiger Einsatzänderungen auf Netzengpässe (nicht planbar)
- 3) Fehlanreize innerhalb der 15-minütigen Bilanzierungsperiode
- 4) Fahrplansprünge zwischen den Bilanzierungsperioden
- 5) Einfluss auf Spannungshaltung

### 5.1 WIRKUNG DES BATTERIEEINSATZES AUF REDISPATCH

**Redispatch-Bedarf.** Der Betrieb von Batterien erfolgt aktuell ohne Rücksicht auf Netzengpässe. In der einheitlichen deutschen Gebotszone geben Strompreise rein marktlich betriebenen Batterien keinen Anreiz, die aktuelle Netzsituation zu berücksichtigen. 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. In einer [Studie](#) für ECO STOR haben wir aufgezeigt, dass Batterien an vielen Standorten in Deutschland aktuell im Mittel netzentlastend sind: 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.

### 5.2 WIRKUNG KURZFRISTIGER EINSATZÄNDERUNGEN AUF ENGPÄSSE

**Kurzfristig verursachte Netzengpässe.** Großbatterien können, im Gegensatz zu vielen anderen Technologien, die auf dem Strommarkt oder im Rahmen von Systemdienstleistungen angefragte Flexibilität auch mit sehr kurzer Vorlaufzeit erbringen. Dies ist grundsätzlich ein großer Vorteil für das Stromsystem, bringt jedoch neue operative Herausforderungen mit sich. Kurzfristige Einsatzänderungen der Batterie müssen dem Übertragungsnetzbetreiber zwar angegeben werden, können aber oft nicht mehr beim geplanten Redispatch berücksichtigt werden, da dieser in der Regel mehrere Stunden Vorlaufzeit benötigt – etwa für Lastflussrechnungen zur Detektion von Engpässen, die Ermittlung von Gegenmaßnahmen, die Benachrichtigung von Anlagenbetreibern und den bilanziellen Ausgleich.



**Beispiel.** Ein Beispiel verdeutlicht dies: Ziehen kurzfristig Wolken über Süddeutschland auf, sinkt dort die PV-Erzeugung, und die deutschlandweiten Intraday-Preise steigen stark an. Batterien in Norddeutschland entladen daraufhin nahezu gleichzeitig, um von den höheren Preisen zu profitieren. Dadurch fließt zusätzlicher Strom von Nord nach Süd, was bestehende Netzengpässe verstärkt, da der Strom nicht dort entsteht, wo er gebraucht wird. Noch kurzfristiger kann ein Engpass auftreten, wenn die PV-Erzeugung und die Batterien Teil eines Bilanzkreises sind. Denn innerhalb eines Bilanzkreises darf der Ausgleich bis zur Lieferung stattfinden.

**Auswirkungen.** Solche kurzfristigen Einsätze können von den Redispatch-Prozessen nicht „geheilt“ werden, weil diese bereits geplant und nicht mehr flexibel anpassbar sind. In der Folge müssen andere Anlagen kurzfristig abgeregelt werden, was meist durch teure Regelenergie kompensiert werden muss. Ebenso verhindert ein spontaner Batterieeinsatz keinen bereits aktivierten Redispatch und die damit verbundenen Kosten, da die Prozesse nicht rückgängig gemacht werden können.

## 5.3 FEHLANREIZE INNERHALB DER BILANZIERUNGSPERIODE

**Innerhalb der Bilanzierungsperiode.** Die Bilanzierungsperiode im europäischen Strommarkt beträgt 15 Minuten. Alle Bilanzkreise müssen im Mittelwert über die Bilanzierungsperiode ausgeglichen sein. Das Stromsystem muss hingegen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Bei hochflexiblen Anlagen ist diese sehr unterschiedliche zeitliche Auflösung problematisch, weil sie ihre Betriebsweise innerhalb der Bilanzierungsperiode stark verändern können.

**Beispiel.** Eine Batterie kann beispielsweise kurz vor Ende der Bilanzierungsperiode mit hoher Leistung entladen, um eine ansonsten absehbare Unterdeckung im eigenen Bilanzkreis zu kompensieren. Dadurch ist der Bilanzkreis zwar im Mittel ausgeglichen, innerhalb der Viertelstunde aber erst unter- und dann ggf. stark überdeckt. Beides kann dazu führen, dass Regelenergie aktiviert werden muss, obwohl der Bilanzkreis im Mittel ausgeglichen ist. Somit können Batterien den Bedarf an Regelenergie reduzieren oder erhöhen, je nachdem, ob sie die Ungleichgewichte gleichzeitig oder zeitversetzt kompensieren.

## 5.4 FAHRPLANSPRÜNGE ZWISCHEN DEN BILANZIERUNGSPERIODEN

**Zwischen Bilanzierungsperioden.** Batterien können sehr schnelle Laständerungen an den Grenzen von Abrechnungsperioden durchführen. Die meisten anderen Marktteilnehmer, insbesondere konventionelle Kraftwerke und Verbraucher ändern ihre Leistung hingegen mit flacheren Gradienten und über längere Zeitintervalle. Das Zusammenspiel von hochflexiblen Batterien mit abrupten Leistungssprüngen und langsameren übrigen Marktteilnehmern, führt im Gesamtsystem zu temporären Ungleichgewichten in der Systembilanz an den Übergängen zwischen zwei Bilanzierungsperioden. Diese müssen über Regelenergie ausgeglichen werden und verursachen somit zusätzliche Systemkosten.

## 5.5 EINFLUSS AUF SPANNUNGSHALTUNG

**Spannungshaltung.** Insbesondere in Verteilnetzen kann das Verhalten großer Netznutzer, wie Großbatterien, die Netzspannung stark beeinflussen. Die Netzspannung steigt bei zusätzlicher Netzeinspeisung und sinkt mit zusätzlicher Entnahme. Gleichzeitig müssen die Netzbetreiber vorgegebene Grenzwerte des sicheren Netzbetriebs einhalten und angeschlossenen Verbrauchern eine angemessene Spannungsqualität bieten. Dies erreichen sie zum Beispiel durch die gezielte Veränderung des Übersetzungsverhältnisses von Stell- beziehungsweise Regeltransformatoren in Umspannwerken oder durch die Bereitstellung oder Entnahme von Blindleistung in Netzbetriebsmitteln oder Kundenanlagen. In vielen Verteilungsnetzen wird die Spannung durch einen Regeltransformator auf der unteren Spannungsebene auf einen vorgegebenen Wert geregelt. Die Regelung löst bei Abweichungen der Spannung vom Sollwert eine Nachstufung des Stufenstellers im Transformator aus.

**Auswirkung von Batterien.** Bei langsamen Änderungen der angeschlossenen Last und Einspeisung sind typischerweise nur wenige Änderungen der Stufenstellung am Tag erforderlich. Batterien, die häufig zwischen Netzbezug und Netzeinspeisung hin und her wechseln, verursachen zusätzliche Spannungsschwankungen und machen damit eine zusätzliche Nachregelung der Transformatorstufenstellung erforderlich; vor allem dann, wenn die Batterie die durch ihre Wirkleistung ausgelösten Spannungsänderungen nicht durch entsprechende Blindleistungseinspeisung oder -entnahme kompensiert. Abhängig von der Betriebsweise der Batterien kann es daher zu einer Vervielfachung der Stufenwechsel kommen. Da diese grundsätzlich verschleißtreibend sind, ist eine vorzeitige Abnutzung von Regeltransformatoren in Umspannwerken mit unterspannungsseitig angeschlossenen Batterien zumindest denkbar.

## 6 Instrumente zur Stärkung der Netzdienlichkeit

---

**Lösungsraum.** Die im vorherigen Abschnitt diskutierten Herausforderungen können einerseits durch Maßnahmen der Netzbetreiber und andererseits durch eine Anpassung des Batterieeinsatzes adressiert werden.

**Maßnahmen der Netzbetreiber.** Eine langfristige Lösung für Netzenspässe ist der Netzausbau. Vorhersehbare, durch Batterien verursachte Netzenspässe können durch Redispatch gelöst werden, wie bei allen anderen Marktteilnehmern auch. Theoretisch könnten Netzbetreiber auch Netzkapazitäten freihalten, um kurzfristig entstehende Netzenspässe zu adressieren, wie z.B. durch den Abruf von Regelleistung.

**Batterieeinsatz.** Im Fokus der aktuellen Debatten stehen jedoch Instrumente, die den Batterieeinsatz beschränken oder verändern, um die Netzdienlichkeit von Batterien stärken. Diese Studie strukturiert die sehr unterschiedlichen Ansätze und Ideen hierzu. Dazu arbeiten wir insbesondere heraus, welche der genannten Ansätze welche Probleme adressieren, und für welche nicht – wie also Problem und Lösungen zueinander passen.

**Zwei Kategorien.** Wir gruppieren die Instrumente in zwei Bereiche, solche die Netzenspässe adressieren (Effekte 1 und 2) und solche, die die anderen Effekte adressieren (3, 4, 5). Dies ist sinnvoll, weil es keine Überlappung zwischen diesen Instrumenten gibt: Instrumente, die Netzenspässe adressieren, lösen keines der anderen Probleme und andersherum genauso.

### 6.1 INSTRUMENTE ZUR VERMEIDUNG VON NETZENSPÄSSEN

**Netzenspässe.** Um zu vermeiden, dass Batterien Netzenspässe verursachen bzw. verstärken, gibt es drei grundsätzliche Denkrichtungen:

- Eine geographische Komponente im Strommarkt einführen (ggf. nur für Batterien)
- Die Nutzung des Netzanschlusses von Batterien einschränken
- Beschränkung der kurzfristigen Flexibilitätsvermarktung (d.h., kurz vor Lieferung)

**Geographische Komponente.** In der einheitlichen deutschen Gebotszone sind alle Marktteilnehmer blind fürs Netz, d.h. sie berücksichtigen keine Netzenspässe in ihren Einsatzentscheidungen. Dies gilt dementsprechend auch für Batterien. Die Einführung lokaler Signale könnte dies ändern. Dabei werden vier unterschiedliche Ansätze für lokale Anreize diskutiert:

- Preiszonenteilung
- Separater regionaler Strommarkt für Großbatterien
- Dynamische regionale Netzentgelte (für Großbatterien)
- Regionale Beschränkung des kurzfristigen Stromhandels

Eine Preiszonenteilung würde allen Marktteilnehmern sowohl mit Vorlaufzeit als auch kurzfristig nur Handelsgeschäfte ermöglichen, die keine Engpässe zwischen den verschiedenen Preiszonen verursachen. Ein separater regionaler Strommarkt für Großbatterien würde diese Einschränkungen hingegen nur Batterien auferlegen. Dynamische regional differenzierte Netzentgelte, wie von uns in einer [BNetzA-Konsultation](#) vorgeschlagen, würden die fehlenden lokalen Signale aus dem Großhandelsmarkt approximieren. Im Gegensatz zu Marktpreisen müssten diese bereits im Vorfeld festgesetzt werden und geben in der Regel die kurzfristigen regionalen Preisunterschiede nicht ausreichend wieder. Regionale Netzentgelte könnten daher kurzfristig auftretende Netzengpässe nicht verhindern. Dies würde hingegen mit einer regionalen Beschränkung des kurzfristigen Stromhandels erreicht werden. Ab diesem Zeitpunkt dürften dann nur Handelsgeschäfte abgeschlossen werden, die keine Netzengpässe zwischen Regionen verursachen.

**Beschränkung des Netzanschlusses.** Auch gezielte Einschränkungen des Netzanschlusses könnten den durch die Batterie verursachten Redispatchbedarf verringern und kurzfristig auftretende Netzengpässe begrenzen. Solche Einschränkungen werden häufig unter dem Stichwort „Flexible Connection Agreement“ (FCA) diskutiert, wobei dieser Name leicht missverstanden wird, weil es sich ja gerade um eine Einschränkung der Batterie-Flexibilität handelt. FCAs erfolgen in der Regel als Auflagen bei der Vergabe des Netzanschlusses. Eine Variante ist, dass der unbegrenzte Netzzugang somit nicht zu jedem Zeitpunkt garantiert ist. Dann dürfte der Netzbetreiber die Batterie bei drohender Netzüberlastung abschalten („n-0-Anschluss“). Alternativ könnten Netzbetreiber Einschränkungen des Batteriebetrieb in Redispatch-Situationen definieren. So könnte beispielsweise das Ausspeichern der Batterie verboten werden, wenn in der Region Abregelung stattfindet. Derartige Ansätze werden auch unter dem Sichtwort „Leitplanken für den Batteriebetrieb“ diskutiert. Die Überbauung des Netzanschlusses kann in erzeugungsdominierten Regionen einen ähnlichen Effekt haben: eine Batterie, die sich eine Anschlussleitung mit begrenzter Kapazität mit einem PV-Park teilt, könnte nicht gleichzeitig mit dem PV-Park mit voller Leistung ins Stromnetz einspeisen. Dem Anlagenbetreiber wäre es hier jedoch möglich, den PV-Park abzuregeln, um stattdessen mit der Batterie Regelleistung anzubieten.

**Verlangsamung von Batterien.** Ein dritter, häufig diskutierter Lösungsansatz besteht darin, die Flexibilitätsvermarktung von Batterien in den letzten Stunden vor der Lieferung zu beschränken. So wird verhindert, dass Batterien kurzfristig Netzengpässe verursachen (jedoch wird nicht verhindert, dass sie überhaupt Netzengpässe verursachen). Solche „Fußfesseln“ verhindern, dass Batterien durch kurzfristige Handelsgeschäfte Netzengpässe verursachen, die nicht mehr im proaktiven Redispatch behoben werden können. Dies könnte beispielsweise erreicht werden, indem der Gate-Closure-Zeitpunkt des Intraday-Markts um mehrere Stunden vorverlegt wird. Der Stromhandel würde dann nicht mehr, wie derzeit, bis fünf Minuten vor der Lieferviertelstunde möglich sein, sondern bereits deutlich früher enden. Damit wären jedoch erhebliche Wohlfahrtsverluste verbunden: Am Großhandelsmarkt eingesetzte Batterien könnten dann kurzfristige Prognosefehler, z.B. von Wind- und PV-Erzeugung, nicht mehr ausgleichen. Alternativ wird diskutiert, die maximale Regelleistungs- oder Intraday-Vermarktung zu begrenzen. Dies würde den Einsatz von Batterien besser vorhersehbar machen, da nur noch ein kleiner Teil ihrer Leistung kurzfristig angepasst werden könnte. Allerdings verhindern

diese Ansätze nicht, dass Batterien Netzengpässe bereits durch ihre Day-Ahead-Vermarktung verschärfen.

**Übersicht.** Alle drei hier diskutierten Ansätze zur Reduktion von Netzengpässen begrenzen den Redispatchbedarf, oder reduzieren die kurzfristig verursachten Netzengpässe. Einige der Instrumente helfen bei beidem, insbesondere die regionalen Großhandelspreise (Tabelle 2).

Tabelle 2: Ansätze zur Vermeidung bzw. Kompensation von Netzengpässen durch Batterien

Ansatz	Implementierung	Begrenzt Redispatch (1)	Begrenzt kurzfristige Netzengpässe (2)	Reduziert Sprünge innerhalb der MTU (3)	Reduziert Sprünge zwischen MTUs (4)	Reduziert lokale Spannungsschwankungen (5)
<b>Geographische Komponente einführen</b>	Regionalisierter Großhandelsmarkt (Preiszonenteilung)	Ja	Ja	-	-	-
	Separater regionaler Strommarkt für Großbatterien	Ja	Ja	-	-	-
	Dynamisches regionales Netzentgelt für Großbatterien	Ja	-	-	-	-
	Regionale Beschränkung des kurzfristigen Stromhandels	-	Ja	-	-	-
<b>Einschränkung des Netzanschlusses</b>	Leitplanken in Redispatchsituationen	Ja	Ja	-	-	-
	Schaltung durch Netzbetreiber („n-0“-Anschluss)	Ja	Ja	-	-	-
	Überbauung des Netzanschlusses, z.B. mit PV-Park	Ja	Ja	-	-	-
<b>Batterien kurz vor Lieferung verlangsamen</b>	Frühere Gate Closure	-	Ja	-	-	-
	Begrenzung der Regelleistungsvermarktung pro Anlage	-	Ja	-	-	-
	Begrenzung der Intraday-Vermarktung („Feasibility range“)	-	Ja	-	-	-

## 6.2 INSTRUMENTE FÜR ANDERE PROBLEME ALS NETZENGPÄSSE

**Andere Instrumente.** Um die anderen drei externen Effekte von Großbatterien zu adressieren – Fehlanreize innerhalb der 15-minütigen Bilanzierungsperiode, Fahrplansprünge zwischen den Bilanzierungsperioden und Einfluss auf Spannungshaltung – bedarf es anderer Instrumente. Dazu gehört eine Verkürzung der Bilanzierungsperiode oder die Vorgabe bestimmter Fahrweisen, insbesondere eine Beschränkung von Rampen.

**Verkürzung der Bilanzierungsperiode.** Würde die Bilanzierungsperiode (Market Time Unit MTU) von 15 Minuten auf einen deutlich kürzeren Zeitraum, z. B. eine Minute, reduziert, würde das insbesondere Effekte, die innerhalb einer Bilanzierungsperiode auftreten, abdämpfen. Ein Problem ist hier, dass der abrechnungsrelevante Viertelstundenmittelwert sich vom für verschiedene Systemfragen, insbesondere die momentane Leistungsbilanz, relevanten Momentanwert der Einspeisung/Entnahme von Batterien deutlich unterscheiden kann. Solche Unterschiede sind zwar auch bei einer verkürzten Abrechnungsperiode nicht theoretisch ausgeschlossen, aber die Umsetzbarkeit z. B. von Mitregel-Strategien, die auf eine Beobachtung des Regelzonensaldos über längere Zeiträume und das gezielte Auslenken des eigenen Bilanzkreises mit sehr hoher Leistung über kurze Zeiträume am Ende des Abrechnungsintervalls setzt, wäre deutlich erschwert, alleine weil die dafür notwendigen Informationen nicht unverzüglich und mit der notwendigen Synchronizität zur Verfügung stehen. Eine Verkürzung der Bilanzierungsperiode würde auch die Möglichkeit verbessern, mit Batterien zielgenau schnelle Veränderungen der Einspeisung/Entnahme sonstiger Netzkunden wie z. B. die morgendliche/abendliche PV-Rampe auszugleichen. Jedoch betrifft eine solche Reform alle Akteure auf dem Strommarkt und so unterschiedliche Aspekte wie börslichen Handel und Ausgleichsenergiepreis-Berechnung, mit relativ weitreichendem europapolitischem Reformbedarf. Eine Verkürzung der Bilanzierungsperiode ist daher eher eine langfristige Option.

**Rampenbegrenzung.** Batterien können ihre Einspeisung/Entnahme praktisch unverzüglich im gesamten erreichbaren Leistungsbereich und damit deutlich schneller als andere relevante Ressourcen im Stromsystem verändern. Damit bei Arbeitspunktänderungen auf Systemebene, z. B. bei Fahrplanwechseln, keine erheblichen Leistungsbilanzungleichgewichte auftreten, sollten die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der beteiligten Ressourcen aber aufeinander abgestimmt sein. Eine Begrenzung der Rampen des Speicherbetriebs könnte hier helfen, das Verhalten von Batterien und anderen Ressourcen besser zu koordinieren. Bei geeigneter Ausgestaltung, insbesondere der Berücksichtigung in der Bilanzkreisabrechnung, müssen daraus für Batterien auch keine Nachteile resultieren. Auch innerhalb von Abrechnungsintervallen könnten Rampen des Speicherbetriebs erwogen werden, weil sie z. B. anderen Netzbetriebsmitteln oder Regelkraftwerken eine koordinierte „Nachsteuerung“ erlauben.

**Begrenzung der Arbeitspunktänderungen.** Die potenziellen Probleme durch Batterien mit Blick auf die Spannungshaltung resultieren vor allem aus einem erhöhten Verschleiß von Stufenstellern der Regeltransformatoren, die auf häufige Betriebsartwechsel der Batterien und die damit verursachten Spannungsänderungen zurückzuführen sind. Würde man die Möglichkeit des Wechselns der Arbeitspunkte einschränken, würde sich auch die Notwendigkeit zur Nachführung der Transformatorstufenstellungen verringern. Allerdings würde eine solche Maßnahme mit erheblichen Einschränkungen für den Batteriebetrieb und dadurch bedingten Wohlfahrtsverlusten einhergehen, die nicht notwendigerweise durch die eingesparten Verschleißkosten bei Transformatoren überkompensiert würden.

**Blindleistungsregelung durch Batterien.** Wenn Batterien verpflichtet würden, durch über die technischen Anschlussregeln hinausgehende Beiträge zur Spannungsblindleistungsregelung die Wirkungen ihrer Wirkleistungseinspeisung/-entnahme auf die Netzspannung möglichst auszugleichen, würde sich die Notwendigkeit zur Umstufung der Transformatoren und damit

deren Verschleiß verringern. Allerdings ist zu beachten, dass damit keine vollständige Lösung des Problems möglich ist, da die Spannungsregelung der Batterien sich auf deren Anschlusspunkt beziehen würde, der im Regelfall nicht identisch zu dem Punkt im Netz sein dürfte, auf den sich die Spannungsregelung bezieht. Auch mit entsprechenden Vorgaben lässt sich ein Nachregeln der Transformatoren somit nicht vollständig vermeiden.

Implementierung	Begrenzt Redispatch (1)	Begrenzt <i>kurzfristige</i> Netzeingänge (2)	Reduziert Sprünge innerhalb der MTU (3)	Reduziert Sprünge zwischen MTUs (4)	Reduziert lokale Spannungsschwankungen (5)
Verkürzung der Bilanzierungsperiode (MTU)	-	-	Ja	Ja	-
Begrenzung der Rampen des Speicherbetriebs	-	-	Ja	Ja	Ja
Begrenzung des Umsteuerns innerhalb der Bilanzierungsperiode	-	-	Ja	-	-
Vorgaben zur Blindleistungsregelung durch Batterien	-	-	-	-	Ja

## 7 Bewertungskriterien für Instrumente

---

**Vielzahl an Instrumenten.** Wir haben im vorherigen Kapitel dargelegt, dass es sehr unterschiedliche Lösungsansätze gibt, selbst für das gleiche Problem. Die meisten Instrumente adressieren genau ein Problem, helfen aber nicht bei den anderen. Wegen der unterschiedlichen Probleme erscheint ein aufeinander abgestimmtes Instrumentenset als Zielbild sinnvoll. Vermieden werden sollte hingegen, dass mehrere unabgestimmte Instrumente parallel für dasselbe Problem eingeführt werden.

**Ausgestaltung.** Im Folgenden sprechen wir acht Empfehlungen aus, die bei der Ausgestaltung der Instrumente berücksichtigt werden sollten:

- 1) Der Netznutzen sollte im ausgewogenen Verhältnis zu den Einschränkungen des marktlichen Betriebs stehen
- 2) Instrumente sollten nicht nur netzschädigendes Verhalten verhindern, sondern auch netzdienliches Verhalten begünstigen
- 3) Einschränkungen des Batteriebetriebs so zielgerichtet wie möglich
- 4) Eine reine Standortsteuerung ist nicht ausreichend, es bedarf vor allem geeigneter Dispatch-Anreize
- 5) Regelgebundene Instrumente, die anhand von objektivierbaren Daten gelten
- 6) Anreize sollten alle Netzebenen berücksichtigen
- 7) Instrumente sollten möglichst vorhersehbar und bewertbar sein
- 8) Grünstromspeicher sind kein geeignetes Instrument

**Abwägung von Wohlfahrtseffekten.** Jedes regulatorische Instrument muss hinsichtlich seines Netznutzens und den daraus resultierenden Einschränkungen des marktlichen Betriebs abgewogen werden. Der Gesamtwohlfahrtseffekt ergibt sich aus der Summe von Markt- und Netznutzen. Eine Maßnahme, die zwar den Redispatchbedarf verringert, gleichzeitig aber die Flexibilität der Batterie am Großhandelsmarkt massiv beschränkt, ist volkswirtschaftlich nicht erstrebenswert. Nur wenn der zusätzliche Netznutzen den reduzierten Mehrwert an Strommärkten überkompensiert, ist die Maßnahme volkswirtschaftlich gerechtfertigt.

**Netzdienliches Verhalten begünstigen.** Regulatorische Instrumente dürfen sich nicht darauf beschränken, netzschädigendes Verhalten zu unterbinden. Sie sollten zugleich positive Anreize schaffen, damit Batterien aktiv zur Netzstabilität beitragen. Verbote und Restriktionen verhindern zwar Fehlanreize, fördern aber keine Optimierung im Sinne der Gesamtwohlfahrt. Erst wenn Instrumente neben Beschränkungen auch ökonomische Anreize enthalten, passen Betreiber ihr Betriebsverhalten so an, dass es sowohl marktdienlich als auch netzdienlich wirkt. Ein Beispiel hierfür sind dynamische, zeit- und ortsvariable Netzentgelte, die lokale Engpässe widerspiegeln. Sie ermöglichen es Betreibern, durch gezielten Einsatz ihrer Batterien Netzkosten zu senken und gleichzeitig ihre Erlöse zu maximieren. Ein reines Verbotssystem würde dagegen Potenziale zur Netzentlastung ungenutzt lassen.

**Zielgerichtete Einschränkungen.** Die Beschränkungen des Batterieeinsatzes sollten so zielgerichtet wie möglich ausgestaltet sein, um Kollateralschäden im Markt zu vermeiden. Pauschale



Einschränkungen, etwa das Vorziehen der Gate Closure um mehrere Stunden, können zwar kurzfristige Netzengpässe verringern, führen aber zu erheblichen Wohlfahrtsverlusten, weil Batterien dann nicht mehr zur kurzfristigen Glättung von Prognosefehlern beitragen können. Für dieses Problem sind zeitlich und räumlich differenzierte Signale zielführender, die nur in tatsächlichen Engpasssituationen wirken. Beispielsweise kann eine temporäre Beschränkung der Netzeinspeisung in PV-dominierten Regionen während Stunden mit hoher Solarproduktion sinnvoll sein, während ein generelles Verbot in allen Mittagsstunden über das Jahr hinweg ineffizient wäre. Je präziser die Regelung, desto geringer der volkswirtschaftliche Schaden.

**Standortsteuerung.** Eine Standortsteuerung von Batteriespeichern reicht nicht aus, um Engpässe im Übertragungsnetz systematisch zu reduzieren. So haben wir in einer Studie für ECO STOR aufgezeigt, dass eine Batterie in Norddeutschland einen ähnlichen Einfluss auf den Redispatchbedarf hat, wie eine Batterie in Süddeutschland. Entscheidend ist daher nicht, *wo* eine Batterie steht, sondern *wie* sie betrieben wird. Instrumente, die sich ausschließlich auf eine Standortsteuerung beschränken, etwa regional differenzierte Baukostenzuschüsse, sind daher unzureichend, um die Redispatch-Kosten zu senken. Eine starke räumliche Konzentration von Batterien, zum Beispiel beim Anschluss von sehr großen Leistungen an einem Umspannwerk, ist allerdings risikobehaftet, insbesondere bei einer starken regionalen Konzentration der Regelleistung. Aus diesem Grund scheint eine Standortsteuerung im begrenzten Umfang sinnvoll. Sie sollte aber in jedem Fall mit Anreizen für eine netzdienliche Fahrweise kombiniert werden.

**Regelgebundene Instrumente.** Einschränkungen des Batterieeinsatzes können in bestimmten Situationen sinnvoll und effizient sein, sie bergen jedoch erhebliche Governance-Risiken, wenn ihre Anwendung im Ermessen einzelner Netzbetreiber liegt. Derzeit besteht für Netzbetreiber ein strukturell ungünstiger Anreiz: Der Anschluss von Batterien im Netzgebiet verursacht üblicherweise lokale Kosten, während der daraus resultierende Nutzen – etwa eine netz- oder systemdienliche Wirkung – oft nicht lokal, sondern auf höheren Netzebenen anfällt. Da sich diese überregionalen Vorteile nicht in den Netzentgelten des jeweiligen Verteilnetzbetreibers widerspiegeln, kann der Anschluss einer Großbatterie die lokalen Netzentgelte kurzfristig erhöhen, ohne dass die angeschlossenen Verbraucher direkt davon profitieren. Dies schafft den Anreiz, Batterieprojekte zu verzögern oder gar zu vermeiden. Um solche Fehlanreize zu verhindern, sollten Netzbetreiber nicht frei über Einschränkungen des Batteriebetriebs oder über den Netzzugang entscheiden können. Stattdessen sollten Einschränkungen auf Basis transparenter Indikatoren aufgestellt werden, die für alle Marktteilnehmer einheitlich und nachvollziehbar sind. Eine solche regelgebundene Parametrierung minimiert willkürliche Eingriffe, stärkt die Investitionssicherheit und sorgt dafür, dass Batteriespeicher dort gebaut werden können, wo ihr Beitrag zur Systemstabilität und volkswirtschaftlichen Wohlfahrt am größten ist.

**Alle Netzebenen.** Da Großbatterien nicht nur auf die Anschluss-Netzebene, sondern auch auf alle übergelagerten Netzebenen wirken, sollten Anreize und Steuerungsinstrumente stets die gesamte Netzstruktur berücksichtigen. Eine Fokussierung auf die Anschlussnetzebene greift hingegen zu kurz, wie das folgende Beispiel zeigt. Im Netzgebiet von Stromnetz Berlin treten die höchsten Lasten in der Mittelspannung typischerweise an Winterabenden auf. Der höchste Strombezug aus dem Übertragungsnetz erfolgt hingegen mittags im Sommer, weil die in der Stadt verbreiteten KWK-Anlagen zu dieser Zeit nicht laufen. Wenn eine Großbatterie in

der Berliner Mittelspannung in den Sommer-Mittagsstunden zusätzlichen Strom aufnimmt, kann sie eigene Netzebene entlasten. Gleichzeitig erhöht dies jedoch die Last am Trafo zum Übertragungsnetz. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass der gleiche Betriebsmodus einer Batterie auf unterschiedlichen Netzebenen gegensätzliche Effekte haben kann.

**Vorhersehbarkeit der Netz-Einschränkungen.** Für Investoren und Betreiber ist die Vorhersehbarkeit regulatorischer Rahmenbedingungen zentral. Unsichere oder kurzfristig änderbare Instrumente erhöhen das Risiko und damit die Kapitalkosten, was Investitionen in Speichertechnologien erschwert. Einschränkungen des Netzzugangs sollten daher nicht auf unvorhersehbaren Entscheidungen einzelner Netzbetreiber beruhen, sondern klar definierten Regeln mit bekannten Obergrenzen folgen. Beispielsweise kann es bei einem flexiblen Netzanschluss sinnvoll sein, den freien Netzzugang für eine garantierte Mindestanzahl an Stunden pro Jahr zuzusichern, wie beispielsweise im niederländischen System. Damit bleibt das Risiko quantifizierbar und kann in Investitionsentscheidungen einfließen.

**Grünstromspeicher.** Grünstromspeicher werden nur mit Strom aus einem direkt verbundenen Wind- oder PV-Park beladen, nicht aber aus dem Stromnetz. Netzbetreiber gehen häufig davon aus, dass ein solcher Betrieb „netzdienlicher“ sei als der von Batteriespeichern, die auch aus dem Stromnetz geladen werden. Allerdings verengt diese Einschränkung des Ladens die Handlungsmöglichkeiten des Speichers stark und reduziert dessen Fähigkeit, einen Mehrwert am Strommarkt zu schaffen. Statt flexibel auf Preis- und Netzsignale zu reagieren, werden die Speicher an eine Stromquelle gebunden. Dadurch ist beim Einspeichern zwar keine negative Netzwirkung des Speichers zu erwarten, aber auch keine Netzentlastung. Auch gibt es keinen Grund, warum das Ausspeichern aus einem Grünstromspeicher netzdienlicher sein sollte. Es gibt daher bessere Instrumente, um Speicher netzdienlich zu betreiben und gleichzeitig die Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt weniger verhindern.

## 8 Fazit

---

**Handlungsbedarf.** Großbatterien können Schwankungen bei der Erzeugung erneuerbarer Energien auszugleichen und wichtige Systemdienstleistungen bereitstellen. Dadurch leisten sie einen erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrwert im Stromsystem. Gleichzeitig sind die Auswirkungen von Großbatterien auf das Stromsystem nur teilweise internalisiert. Die externen Effekte von Großbatterien treten vor allem im Stromnetz auf; am relevantesten ist die Wirkung von Batterien auf Netzengpässe. Hier besteht deswegen politisch-regulatorischer Handlungsbedarf.

**Instrumente.** Die aktuell im Raum stehende, weitgehend unabgestimmte Kakophonie von Instrumenten birgt jedoch Risiken für den weiteren Hochlauf dieser für die Energiewende wichtigen Technologieklasse. Oftmals ist bei Vorschlägen nicht völlig klar, welche Probleme die vorgeschlagenen Lösungen überhaupt adressieren sollen. Darüber hinaus wird in der Debatte häufig übersehen, dass Netzdienlichkeit von Speichern kein Selbstzweck ist: am Ende sollten Instrumente daran bewertet werden, ob sie volkswirtschaftlichen Nutzen erzielen oder nicht. Viele der aktuell diskutierten Instrumente scheinen ungeeignet, da ihr Netznutzen, je nach konkreter Ausgestaltung, durch einen erheblichen volkswirtschaftlichen Schaden deutlich überkompensiert wird.