

KONSULTATIONSBEITRAG AGNES

Netzentgelte für Großbatterien

Vorschlag für ein Batterie-Sondernetzentgelt in Form eines dynamischen Arbeitspreises zur Stärkung der Netzdienlichkeit

24. Juni 2025

Im Auftrag der ECO STOR GmbH

Verfügbar unter neon.energy/netzentgelte-großbatterien

Autoren:

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Clemens Lohr (lohr@neon.energy)

Neon Neue Energieökonomik GmbH

Schönleinstraße 31

10967 Berlin

Zusammenfassung

Rolle von Großbatterien. Bereits heute übernehmen Großbatterien zentrale Aufgaben im Stromsystem, etwa bei der Bereitstellung von Regelleistung und dem kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern der Wind- und Solarenergie über den Intraday-Handel. Mittelfristig werden sie darüber hinaus zur Versorgungssicherheit beitragen, indem sie Erzeugungsspitzen aufnehmen und Strom für Lastspitzen bereitstellen. Ihr Beitrag ist auch deshalb zentral, weil sich alternative Flexibilitätsressourcen wie bidirektional ladende Elektroautos oder die flexible Industrienachfrage langsamer als erhofft entwickeln. Investitionen in Großbatterien werden weder subventioniert noch staatlich vor Preisrisiken abgesichert und belasten die öffentlichen Haushalte nicht – anders als Gaskraftwerke, erneuerbare Energien, Netze oder Heimspeicher. Insofern ist das große Interesse von Investoren an Großbatterien überaus erfreulich, auch wenn die vielen Netzanschlussbegehren Netzbetreiber aktuell vor Herausforderungen stellen.

Dieser Beitrag. Der Effekt von Großbatterien auf das Netz wird kontrovers diskutiert. Die zukünftige Behandlung von Batterien in der Netzentgeltsystematik ist eines der herausragenden Themen der von der BNetzA angestoßenen Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik. Dieser Konsultationsbeitrag verfolgt drei Ziele: Einerseits wollen wir die Diskussion um Netzdienlichkeit strukturieren, indem wir Begrifflichkeiten klären, und die heutige Wirkung von Großbatterien auf das Netz darstellen. Zweitens bewerten wir denkbare Netzentgelte hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf netzdienliches Verhalten. Drittens entwickeln wir einen konkreten Vorschlag für ein Batterie-Sondernetzentgelt in Form eines dynamischen Arbeitspreises. Durch dieses würden Batterien in ihrer Einsatzoptimierung die Netzsituation berücksichtigen und ihre volkswirtschaftliche Wertschöpfung dadurch erheblich steigern.

Netzwerkung heute. Welche Auswirkungen haben Großbatterien im heutigen Marktdesign auf Netzengpässe und Redispatch-Kosten? Da sich der Batterieeinsatz und die Netzengpässe permanent ändern, wird das Netz in einigen Viertelstunden belastet, in anderen entlastet. Eine Simulation des Batterieeinsatzes auf dem Day-Ahead-Markt und die Analyse historischer Redispatch-Muster im Übertragungsnetz zeigen jedoch, dass Batterien die Redispatch-Kosten über das Jahr gesehen bereits heute leicht senken. Diese positive Wirkung auf das Netz ist allerdings rein zufällig, da das deutsche Strommarktdesign Netzengpässe nicht bepreist. Mit systematischen Anreizen könnten Batterien also noch wesentlich netzdienlicher sein. Dies ist der Zweck des von uns vorgeschlagenen dynamischen Arbeitspreises.

Netzentgelte. Ein statischer Arbeits- oder Leistungspreis für Batterien sorgt zwar für Erlöse bei den Netzbetreibern, nicht jedoch für sinkende Redispatch-Kosten. Ein dynamischer Arbeitspreis, der täglich von den Netzbetreibern festgelegt wird und die jeweils erwartete Engpasssituation widerspiegelt, kann hingegen eine deutliche Senkung der Redispatch-Kosten bewirken. In unserer Modellierung ist die Redispatch-Kosten-senkende Wirkung eines solchen dynamischen Arbeitspreises fünf Mal so groß wie die alternativer Netzentgelte. Soll ein darüber hinausgehender Beitrag durch Batterien zur Finanzierung der Netzkosten erzielt werden, kann zusätzlich ein Leistungspreis oder Baukostenzuschuss erheben werden. Ein dynamischer Arbeitspreis könnte als Sondernetzentgelt für Batterien relativ einfach implementiert werden.

1 Einleitung

Netzentgelte. Großbatterien und andere Stromspeicher, die vor dem 4. August 2029 ihren Betrieb aufnehmen, sind von Netznutzungsentgelten befreit. Zum Zeitpunkt des Netzan schlusses müssen Speicher lediglich den sogenannten Baukostenzuschuss an den Netzbetreiber zahlen. Dieses Netzanschlussentgelt ist regional differenziert. In diesem Beitrag diskutieren wir Netzentgelte für netzgebundene, eigenständige Großbatterien. Dies umfasst keine Speicher, die hinter dem Messpunkt ihre Fahrweise nach Erzeugern oder Verbrauchern optimieren.

Investoreninteresse. Es besteht ein erhebliches Interesse an Investitionen in Großbatterien. Dies zeigt sich unter anderem an der sehr hohen Zahl von Netzanschlussbegehren, die zusammen inzwischen mehrere hundert Gigawatt betragen. Grund hierfür ist einerseits der rapide Verfall von Zellpreisen, getrieben von den massiven Technologie- und Fertigungsinvestitionen in China. Andererseits wird das Interesse geweckt durch die hohen Preise für Regelleistung und -arbeit und durch Preisunterschiede auf dem deutschen Großhandelsmarkt, ihrerseits getrieben durch den schnellen Ausbau der Wind- und Solarenergie. Anders als praktisch alle anderen Investitionen ins Stromsystem – Kraftwerke, erneuerbare Erzeuger, Netze, Heimspeicher – werden Großbatterien weder direkt noch indirekt subventioniert oder staatlich vor Preisrisiken abgesichert – und trotzdem ausgebaut. Das eröffnet die Chance, den Stromsystemumbau nicht allein auf staatliche Förderung zu stützen, sondern gezielt marktwirtschaftliche Dynamiken zu nutzen.

Dieses Papier. Der Effekt von Großbatterien auf das Netz wird kontrovers diskutiert. Dabei werden mit Blick auf die Engpasswirkung von Großbatterien Begriffe wie netzdienlich, netzwirksam oder netzneutral verwendet. Allerdings fehlt eine einheitliche Definition dieser Konzepte. Ziel dieses Konsultationsbeitrags ist es, die Diskussion um Netzdienlichkeit und Netzentgelte für Großbatterien zu strukturieren. Das zweite Ziel des Beitrags ist, denkbare Netzentgelte hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf netzdienliches Verhalten qualitativ und quantitativ zu bewerten. Drittens entwickeln wir einen konkreten Vorschlag für ein Batterie-Sondernetzentgelt in Form eines dynamischen Arbeitspreises. Durch diesen würden Batterien in ihrer Einsatzoptimierung die Netzsituation einbeziehen und dadurch einen erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrwert schaffen.

2 Rolle & Relevanz von Großbatterien

Rolle von Batterien. Großbatterien spielen in den kommenden Jahren und Jahrzehnten eine zentrale Rolle für ein wirtschaftliches, sicheres und sauberes Stromsystem. Die Energiewende besteht im Kern aus einer Umstellung der Stromerzeugung auf vor allem Wind und Sonne und der Elektrifizierung von Transport, Wärme und Industrie. Durch beide Trends wird die Residuallast bereits in den 2030er Jahren innerhalb eines Tages um mehrere Hundert Gigawatt schwanken, ein Mehrfaches von heute. Mittags dürfte die Residuallast selbst bei mäßiger Sonneneinstrahlung regelmäßig negativ sein, abends vor allem durch Stromverbrauch fürs Laden und Heizen die heutige Spitzenlast weit übersteigen. Dadurch, sowie durch die kurzfristigen Prognosefehler der Wind- und Solarerzeugung, ergibt sich ein großer Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Gleichzeitig sorgt der Zubau von circa 20 GW Wind- und Solarleistung pro Jahr für einen dramatischen Verfall des Marktwerts und drohenden Stromüberschuss.

Andere Flexibilität. Flexibilitätsressourcen, die die Auswirkungen dieser Trends abschwächen, werden zu langsam ausgebaut. Haushaltsnahe Flexibilität durch intelligente Elektroautos und Wärmepumpen leiden unter der geringen Verfügbarkeit von Smart Metern und zeitinvarianten Stromtarifen. Industrielle Flexibilität wird durch die Ausgestaltung der Netzentgelte für leistungsgemessene Kunden (RLM-Netzentgelte) und deren Rabatte gebremst. Neue Gaskraftwerke warten auf den europarechtlich komplexen Kapazitätsmarkt. Und Heimspeicher werden zwar gebaut – aber nur zur Eigenverbrauchs-Optimierung, die i.d.R. weder Netz noch Markt entlastet. Vor diesem Hintergrund ist ein Erfolg der Energiewende ohne den Zubau von Großbatterien schwer vorstellbar.

Mehrwert Großbatterien. Großbatterien übernehmen bereits heute wichtige Aufgaben im Stromsystem, vor allem bei der Bereitstellung von Regelleistung (FCR und aFRR) und dem kurzfristigen Ausgleich von Wind- und Solar-Prognosefehlern über den Intraday-Handel. Bereits in wenigen Jahren werden sie darüber hinaus zur Versorgungssicherheit beitragen, indem sie Erzeugungsspitzen aufnehmen und Strom für Lastspitzen zur Verfügung stellen. Sie reduzieren die Gesamtsystemkosten, indem sie die Notwendigkeit häufiger Starts von thermischen Kraftwerken für den Ausgleich von Prognosefehlern und das Abfahren von Lastspitzen vermeiden. Und Großbatterien reduzieren die Abregelung von EE-Anlagen und die Förderkosten, indem sie EE-Überflusstrom absorbieren. Deswegen ist nicht verwunderlich, dass die ÜNB von einem massiven Bedarf an Großspeichern ausgehen: Im gerade von der BNetzA genehmigten NEP-Szenariorahmen sind es 68 GW im Jahr 2037 aus (Szenario-Bandbreite 41 GW bis 94 GW), also einem jährlichen Zubau von durchschnittlich mehr als 5 GW in den kommenden 12 Jahren. Dafür müsste die aktuelle Geschwindigkeit des Ausbaus verzehnfacht werden.

Auf Kosten des Netzes. Es wird manchmal argumentiert, Batterien würden sich „auf Kosten des Netzes am Markt optimieren“. Zwar ist es richtig, dass Batterien bei reiner Marktoptimierung ihre Wirkung auf Netzengpässe nicht berücksichtigen – aber das gilt natürlich auch für alle Erzeugungsanlagen und ist dem deutschen Strommarktdesign geschuldet: Es ist in der einheitlichen Preiszone gerade gewünscht und auch überhaupt anders gar nicht möglich, dass

Marktparteien sich anhand von Großhandelspreisen optimieren, die Preise Netzengpässe gerade nicht berücksichtigen.

Wohlfahrt. Batterien schaffen einen volkswirtschaftlichen Mehrwert am Markt und im Netz. Die Teilnahme von Batterien an Regelenenergie- und Großhandels-Märkten verringert Brennstoff- und Anfahrtkosten von Kraftwerken. Im Netz reduzieren (oder erhöhen) sie Redispatch- und Netzinvestitionskosten. Die Wertschöpfung in beiden Bereichen ist gleich „gut“ (oder „schlecht“) und summiert sich zur gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung (volkswirtschaftliche Wohlfahrt) (Abbildung 1). Anders als das regulierte Netz oder die durch Steuermittel geförderten Investitionen in erneuerbare Energien (EEG) oder thermische Kraftwerke (Kapazitätsmarkt) oder indirekt subventionierte Solaranlagen und Heimspeicher (Eigenverbrauch) werden Großbatterien vollständig wettbewerblich finanziert und stellen damit rein private Investitionen dar.

Wohlfahrtseffekt einer Großbatterie (illustrativ)

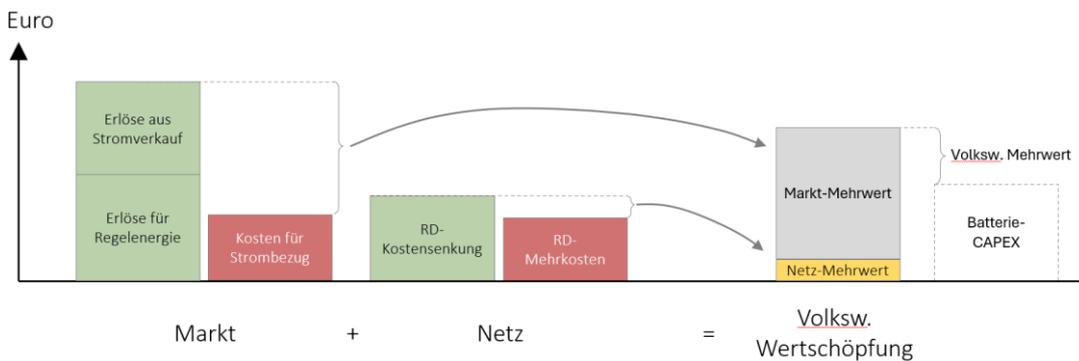


Abbildung 1: Die Differenz von Erlösen und Kosten am Markt ergibt den Markt-Mehrwert. Aus Kostensenkungen oder -steigerungen im Netz ergibt sich der Netz-Mehrwert (der auch negativ sein kann). Die Summe dieser beiden Werte ergibt die volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Liegt diese über den Investitionskosten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

Externalität. Während Markterlöse für Batterie-Eigentümer sichtbar sind und so bei der betriebswirtschaftlichen Optimierung bzw. bei der Investitionsentscheidung internalisiert werden, gilt dies nicht für die Netzeffekte. Der Netz-Mehrwert ist heute unsichtbar für die Marktteilnehmer und bleibt daher bei der Optimierung unberücksichtigt; er stellt also einen externen Effekt dar. Genau darum sollte es bei der Ausgestaltung von Instrumenten zur Stärkung der Netzdienlichkeit gehen: Die Netzeffekte sichtbar zu machen und so in die Batterie-Optimierung zu internalisieren.

3 Sind Großbatterien netzdienlich?

Netzwerkung. Großbatterien haben unterschiedliche Auswirkungen auf das Netz. Die ökonomisch wichtigste Wirkung dürfte auf den Lastfluss im Netz und damit auf den Bedarf an Maßnahmen des Engpassmanagements (Redispatch) bzw. langfristig Investitionen in den Netzausbau sein. Dabei ist nicht nur die Anschluss-Netzebene von Relevanz, sondern auch vorgelagerte Netze. Andere Auswirkungen betreffen zum Beispiel die lokale Netzspannung.

1-Viertel-Takt. Die Betrachtung der Netzwerkung muss dabei notwendigerweise viertelstündlich erfolgen, weil sich Batterieeinsatz und Netzsituation viertelstündlich ändern. Vereinfacht gesagt kann ein Speicher entweder laden, entladen oder stillstehen. Gleichzeitig kann in der Region des Netzanschlusses entweder positiver oder negativer oder kein Redispatch-Bedarf vorhanden sein. Positiver Redispatch-Bedarf liegt vor, wenn zusätzliche Einspeisung in einem Teil des Netzes erforderlich ist, um Netzengpässe zu heben. In der Regel werden dann Kraftwerke hochgefahren. Negativer Redispatch-Bedarf liegt vor, wenn zu viel Strom vorhanden ist. Erzeuger werden dann abgeschaltet. Bezieht nun ein Speicher beispielsweise Strom aus dem Netz, während gleichzeitig negativer Redispatch in der Region notwendig ist, entlastet der Speicher das Netz. Indem er den Stromfluss auf dem engpassbehafteten Netzelement reduziert, ist weniger Abregelung von Erzeugern notwendig. Andersherum ist es, wenn in der Region positiver Redispatch notwendig ist – dann belastet der Speicher das Netz und sorgt dafür, dass mehr Kraftwerksleistung hochgefahren werden muss. Insgesamt gibt es dementsprechend neun unterschiedliche Kombinationen, in denen der Speicher das Netz entweder in einer Engpasssituation entlastet, belastet, oder keine Engpasswirkung hat (Abbildung 2). Wir bezeichnen die Netzwerkung als netzentlastend, netzbelastend oder netzneutral.

Netzwerkung eines Speichers

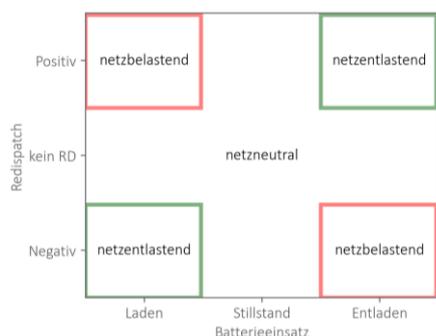


Abbildung 2: Netzwerkung eines Speichers in einer Viertelstunde je nach Batterieeinsatz und Redispatch-Bedarf.

Häufigkeit der Zustände

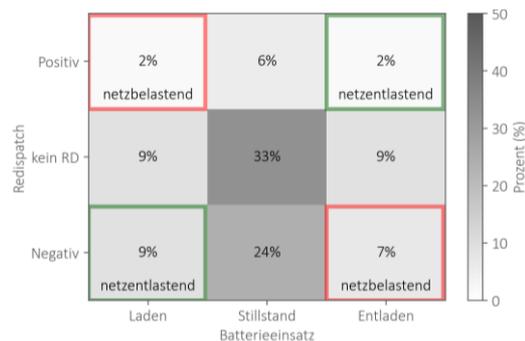


Abbildung 3: Quantifizierung der Häufigkeit von Netzbelastung und -entlastung für einen Standort im Nordwesten Deutschlands (Nordseeküste). Zur Methodik siehe Anhang: Modellierung.

Beispiel Nordsee. Abbildung 3 zeigt die Häufigkeit dieser Zustände für eine simulierte 2h-Großbatterie an der Nordseeküste, die Day-Ahead-Arbitrage betreibt. Aufgrund der typischen Stromverbrauchs- und Solarmuster im Tagesverlauf fährt die Batterie häufig zwei Zyklen am

Tag: nachts-morgens und mittags-abends. Der Redispatch-Bedarf im Übertragungsnetz ist dagegen von der Windeinspeisung abhängig, die keinen wiederkehrenden Tagesschwankungen unterliegt. Oft hält der Redispatch-Bedarf für viele Stunden oder gar mehrere Tage an, dann ist das Übertragungsnetz wieder für mehrere Tage weitgehend engpassfrei. Während eines windigen Tages mit Abregelungsbedarf in der Nordseeregion entlastet die Batterie das Netz beim Laden nachts und mittags, weil sie überschüssigen Strom aufnimmt, der sonst abregelt werden müsste. Jedoch belastet sie das Netz beim Entladen morgens und abends, weil sie in ein ohnehin übervolles Netz einspeist und lediglich zusätzliche Abregelung verursacht. Die Batterie ist also, je nach Viertelstunde, einmal entlastend und einmal belastend für das Netz.

Quantifizierung. Übers Jahr gesehen zeigen unsere Berechnungen, dass die Batterie das Netz in etwa 11% der Viertelstunde entlastet, in 9% belastet und in 80% keine Engpasswirkung hat (Details zur Berechnung siehe Anhang: Modellierung). So verschärft die Batterie in einzelnen Situationen zwar Netzengpässe, übers Jahr gesehen ist sie jedoch eher netzdienlich, wenn auch nur in geringem Umfang. Damit bleiben Batterien hinsichtlich der Netzdienlichkeit weit unter ihren Möglichkeiten, solange sie kein Signal bezüglich der Netzsituation erhalten.

Süddeutschland. Eine Batterie südlich des Engpasses verhält sich genau andersherum, ist aber auch zweimal am Tag belastend und zweimal entlastend. Dies gilt für alle Regionen Deutschlands: Es gibt keine Gegenden, in denen am Markt optimierte Batterien qua Standort systematisch das Übertragungsnetz nur entlasten und nie belasten.

Andere Studien. Diese Ergebnisse decken sich auch mit den Untersuchungen von TenneT (*Quo Vadis Großbatteriespeicher*) und 50Hertz (unveröffentlicht) zur den Themen.

Konsequenzen. Aus diesen Erkenntnissen ergeben sich zwei wesentliche Konsequenzen. Zum einen ist eine pauschale Einstufung von Großbatterien als netzbelastend empirisch nicht gerechtfertigt. Vielmehr reduzieren Batterien im Day-Ahead-Arbitrage-Einsatz heute übers Jahr gesehen Netzengpässe. Zum anderen wird aus den Ergebnissen klar, dass eine reine Standortsteuerung für mehr Netzdienlichkeit kaum etwas bringt. Dafür braucht es Anreize für den netzdienlichen Einsatz der Batterien. Eine netzdienliche Fahrweise von Batterien kann durch eine sinnvolle Ausgestaltung von Netzentgelten erreicht werden.

4 Zwei Ziele von Batterie-Netzentgelten

Zwei Ziele. Netzentgelte für Großbatterien verfolgen im Allgemeinen zwei Ziele. Diese beiden Ziele sind grundsätzlich unterschiedlich und sollten analytisch getrennt werden:

- Erzielung von Einnahmen (Finanzierungs-Funktion)
- Stärkung der Netzdienlichkeit (Anreiz-Funktion)

Finanzierung. Die Erwirtschaftung von Einnahmen ist, ökonomisch gesprochen, eine Umverteilung: Hier werden Mittel von einer Gruppe (Batterie-Eigentümer) zu einer anderen Gruppe (Netzentgelt-Zahler, d.h. Stromverbraucher) umverteilt: Die Erlöse durch Batterie-Netzentgelten bei den Netzbetreibern können zur Senkung der allgemeinen Netzentgelte eingesetzt werden. Der Wunsch nach einem Finanzierungsbeitrag zur Netzinfrastruktur ist legitim. Diesem sind jedoch durch die finanzielle Tragfähigkeit des Batterie-Geschäftsmodells Grenzen gesetzt. Platt ausgedrückt: Wenn man zu viel Geld abschöpft, werden keine Batterien gebaut und man hat auch keine Einnahmen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Großbatterien, anders als Netze, Kraftwerke und Erneuerbare, auf keinen staatlichen Investitionsrahmen zur Absicherung von Preisrisiken zurückgreifen können und deswegen naturgemäß deutlich höhere Kapitalkosten aufweisen.

Netzdienlichkeit. Beim zweiten Ziel, der Stärkung der Netzdienlichkeit, geht es nicht um Umverteilung, sondern die Schaffung von volkswirtschaftlichem Mehrwert durch einen intelligenteren Einsatz von Batterien. Wenn Redispatch- und Netzinvestitionskosten gesenkt werden, können Verbraucher entlastet werden, *ohne* dass eine andere Gruppe belastet wird. Bei der Finanzierung geht es also um einen anderen Zuschnitt des Kuchens, bei der Netzdienlichkeit darum, den Kuchen zu vergrößern.

Netzdienlichkeit und Strommarkt. Anreize für netzdienliches Verhalten – also das Einspeichern von regionalem Überschussstrom und das Ausspeichern bei regionaler Knappheit – müssen nicht zwangsläufig aus der Netzentgeltsystematik erwachsen. Die Wissenschaft ist sich praktisch einig, dass diese Anreize eigentlich besser in Form von regionalen Großhandelspreisen gesetzt werden sollten, soweit es sich um Engpässe im Übertragungsnetz handelt. Jedoch hat die neue Bundesregierung ihre Ablehnung einer Preiszonenteilung nochmals bekräftigt, so dass diese Möglichkeit auf absehbare Zeit nicht besteht. Eine andere denkbare Quelle von Anreizen für netzdienliches Verhalten sind flexible Netzanschlüsse. Diese berücksichtigen jedoch in der Regel nur lokale Effekte der eigenen Anschlussnetzebene und scheinen nicht geeignet, die Gesamtwirkung auf unterschiedliche Netzebenen und -betreiber abzubilden.

Netzdienlichkeit vor! Deswegen halten wir es essenziell, bei Netzentgelten für Großbatterien die Anreizfunktion in den Vordergrund zu stellen. Großbatterien sind notwendig für den Erfolg der Energiewende, und Netzdienlichkeit ist notwendig für die Skalierbarkeit von Batterien. Und dafür braucht Anreize aus den Netzentgelten.

5 Netzentgelt-Optionen

Vier Optionen. Im Wesentlichen gibt es vier grundsätzliche Netzentgelt-Typen, die auf Großbatterien Anwendung finden könnten:

- Kein Netzentgelt
- Arbeitspreis
- Leistungs- oder Anschlusspreis
- Dynamischer Arbeitspreis

Arbeitspreis. Bei einem (statischen) Arbeitspreis wird die Batterie mit einem Entgelt für die entnommene oder eingespeiste Energie belastet (ct/kWh). Beispielsweise könnte man einfach den normale RLM-Arbeitspreis für Verbraucher auf den Netzbezug der Batterie anwenden. Über einen Arbeitspreis kann der Netzbetreiber zusätzliche Einnahmen erwirtschaften (Finanzierungswirkung). Jedoch hat er zwei wesentliche Nachteile: einerseits schränkt er die Profitabilität der Optimierung an den Strommärkten signifikant ein und vernichtet so Wohlfahrt (was sich auch in reduzierten Netzentgelt-Einnahmen widerspiegelt). Andererseits hat er, das zeigen unsere Simulationen, praktisch keine Wirkung auf die Netzdienlichkeit. Ökonomisch gesprochen ist ein Arbeitspreis damit eine stark verzerrende Steuer, von der abzuzuraten ist. Für die unten dargestellten Berechnungen sind wir von einem Arbeitspreis bei Strombezug in Höhe von 5,5 ct/kWh ausgegangen, dem aktuellen Arbeitspreis im Übertragungsnetz für unter 2500 h.

Leistungspreis. Eine andere Art der Entgelte sind auf die Leistung bezogene, welche in unterschiedlicher Ausgestaltung aber mit einer ähnlichen ökonomischen Wirkung vorkommen: gemessene Leistungspreise, vertragliche Kapazitätspreise, Anschlussentgelte (BKZ). Sie haben gemein, dass das Entgelt auf die Spitzenentnahme (oder -einspeisung) erhoben wird (€/kW). Ob sie einmalig oder jährlich erhoben werden oder die Leistung ex ante vertraglich vereinbart oder ex post gemessen wird, ist für die ökonomische Wirkung zweitrangig. Ein Leistungspreis hat vor allem eine Finanzierungswirkung. Zusätzlich sorgt ein Leistungspreis für einen Anreiz, mehr MWh je MW Speicher zu bauen, also beispielsweise einen 4h- anstatt eines 2h-Speichers. Auch der deutsche Baukostenzuschuss, der ökonomisch als Netzanschlussentgelt einzuordnen ist, hat diese Wirkung. Außerdem vermeiden Leistungspreise die verzerrende Wirkung von Arbeitspreisen im Anlageneinsatz, weil sie die Einsatzentscheidung von einmal gebauten Batterien unbeeinflusst lassen dürften. (Aber es gilt natürlich, dass ein Leistungspreis Investitionen reduziert und dies indirekt Einfluss auf Strompreise hat.) Aus den genannten Gründen ist ein moderater Leistungspreis zum Zwecke der Einnahmen-Generierung einem statischen Arbeitspreis vorzuziehen. Für unsere Berechnungen gehen wir davon aus, dass aufgrund des Leistungspreises ein 4h-Speicher anstelle eines 2h-Speichers gebaut wird. Um Vergleichbarkeit durch ähnliche Investitionskosten zu gewährleisten, nehmen wir an, dass ein Batteriespeicher dafür auf 40% seiner Leistung verzichten muss. Die Skalierung in sämtlichen Abbildungen orientiert sich trotz reduzierter Leistung am ursprünglichen Maßstab, um die Vergleichbarkeit der €/kW-Kennzahlen zwischen den Instrumenten zu gewährleisten.

Regionale Investitionssteuerung. Sowohl ein Arbeits- als auch ein Leistungspreis kann der regionalen Investitionssteuerung dienen, wenn er geographisch differenziert wird. Dies ist heute schon beim BKZ der Fall. Dies dient jedoch kaum der Netzdienlichkeit – einfach deshalb, weil es keine „netzdienlichen Batterie-Regionen gibt“. Damit Batterien das Netz systematisch entlasten, bedarf es einen Anreiz für ihren Einsatz. Eine reine Investitionssteuerung reicht nicht aus.

Dynamischer Arbeitspreis. Der dynamische Arbeitspreis unterscheidet sich für jede Viertelstunde je nach Lastfluss- und Engpasssituation. Er kann ein wirksames Mittel der Netzentlastung darstellen. Für unsere Berechnungen verwenden wir einen dynamischen Arbeitspreis, der sich an der Höhe der Redispatch-Kosten orientiert. Er beträgt beispielsweise 10 ct/kWh, die bei einer Netzentnahme entrichtet werden müssen, wenn in der Region positiver Redispatch notwendig ist. Entnahme- und Einspeise-Entgelt haben zu jedem Zeitpunkt umgekehrte Vorzeichen, so dass in der gleichen Situation die Einspeisung mit 10 ct/kWh vergütet wird. Ist negativer Redispatch notwendig, beträgt das Entgelt 8 ct/kWh. Ist das Netz engpassfrei, fallen keine Entgelte an. Aus ökonomischer Perspektive ist dieses Instrument effizient und zudem nicht anfällig für strategisches „Gaming“, da nicht zwischen zwei Marktstufen optimiert werden kann.

Quantifizierung. Für eine Batterie in der Nordseeregion mit Anschluss an das Übertragungsnetz haben wir Batterieeinsatz und Netzwirkung auf Basis eines viertelstündlichen Simulationsmodells für die vier Netzentgelte abgeschätzt (Tabelle 1). Details finden sich im Anhang: Modellierung.

Tabelle 1. Die vier modellierten Fälle

| Fall | Beschreibung | Höhe |
|--------------------------|---|---|
| Kein Netzentgelt | Kein Netznutzungs- oder Netzanschlussentgelt | - |
| Statischer Arbeitspreis | Arbeitspreis bei Entnahme aus dem Netz | 5,5 ct/kWh |
| Leistungspreis | Leistungspreis | 24,4 €/kW p.a. |
| Dynamischer Arbeitspreis | Viertelstündlich variabler Arbeitspreis bei Entnahme und Einspeisung je nach Redispatch-Situation | Für Netzbezug: -8 ct/kWh (negativer Redispatch), 0 ct/kWh (kein Redispatch), 10 ct/kWh (positiver Redispatch) (Jeweils umgekehrte Vorzeichen für Einspeisung) |

Netzkosten. Dabei zeigt sich, dass eine Batterie ohne Netzentgelte – das heißt die Fahrweise im Status Quo – die Redispatch-Kosten bereits leicht senkt: Über den Jahresverlauf erhöht jede kW die Redispatch-Kosten um 58 Euro, senkt sie aber zu anderen Zeitpunkten um 70 Euro senkt (Abbildung 4). In Summe reduziert die Batterie die Redispatch-Kosten um 11 Euro (gelber Balken in Abbildung 5). Daran sieht man nochmal, dass Batterien sich heute bereits netzdienlich verhalten. Die Einführung eines statischen Arbeitspreises führt dem gegenüber

zu einer *Erhöhung* der (Netto-)Redispatch-Kosten. Ein Leistungspreis hat dagegen einen minimal positiven Effekt. Der dynamische Arbeitspreis senkt die Redispatch-Kosten massiv: die Batterie reduziert Redispatch-Kosten um 110 Euro, und erhöht sie an anderer Stelle um 48 Euro, so dass ein großer Nettonutzen von 62 Euro im Netz entsteht. Die kostensenkende Wirkung der Batterie ist damit um 500% höher als ohne Netzentgelt.

Wertschöpfung. Die volkswirtschaftliche Wertschöpfung ergibt sich aus Summe der Markterlöse und Netzwirkung (Abbildung 5) und kann als Mehrwert am Markt und im Netz interpretiert werden. Ein statischer Arbeitspreis reduziert die Wohlfahrt gegenüber keinem Netzentgelt deutlich. Ein Leistungspreis hat nur einen geringen Effekt auf die Wohlfahrt. Der dynamische Arbeitspreis schafft die meiste Wohlfahrt: Zwar sinken die Erlöse aus der Batterie aus dem Stromhandel hier im Vergleich zur Netzentgelt-Freiheit, jedoch ist die Netzentlastung derart groß, dass die gesamte volkswirtschaftliche Wertschöpfung um rund 30% ansteigt. Darum sollte es bei einem Netzentgelt in allererster Linie gehen: die volkswirtschaftliche Wohlfahrt zu maximieren, also das meiste aus der Batterie für die Gesellschaft herauszuholen.

Redispatch-Kostenwirkung

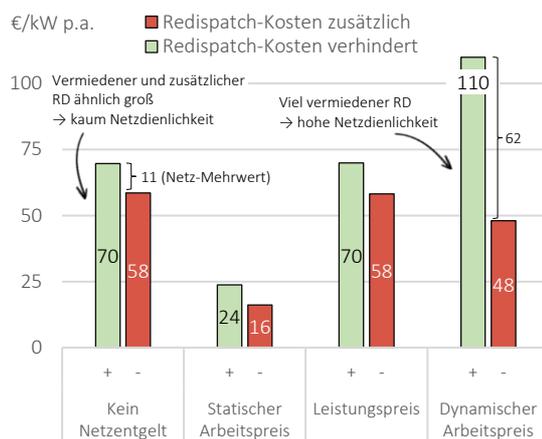


Abbildung 4: Netzdienlichkeit von Großbatterien unter vier alternativen Netzentgelten, gemessen am Einfluss auf Redispatch-Kosten.

Volkswirtschaftl. Wertschöpfung

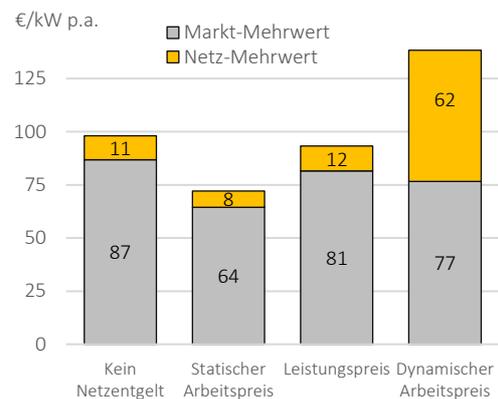


Abbildung 5: Volkswirtschaftliche Wertschöpfung von Großbatterien, errechnet als die Summe aus Markterlösen und Redispatch-Kosten.

Erlöse Netzbetreiber. Neben der Frage, wie viel ökonomischen Mehrwert die Batterie schafft, ist auch die Frage von Relevanz, wo dieser Mehrwert anfällt. Im Wesentlichen kann er bei der Batterie selbst anfallen, oder beim Netzbetreiber – der diesen im Rahmen der Regulierung dann in Form von geringeren Netzentgelten an Verbraucher weitergibt. Die Erlöse beim Netzbetreiber setzen sich aus den Einnahmen durch Netzentgelte und der Reduktion der Redispatch-Kosten zusammen (Abbildung 6). Es sind diese Erlöse (Mehreinnahmen und Kostensenken), die die allgemeinen Netzentgelte reduzieren. Ohne Netzentgelt entstehen lediglich minimale Kostensenkung. Bei statischen Arbeits- und Leistungspreis kommen die Zahlungen aus den Netzentgelten hinzu. Beim dynamischen Arbeitspreis fallen keine Einnahmen an, weil die RD-Kostensenkung durch die Netzentgelte an die Batterie ausgezahlt wird.

Erlöse Batterie. Die Gesamterlöse der Batterie sind die Markterlöse minus die Netzentgelt-Zahlungen (Abbildung 7). Die Erlöse sind bei statischen Arbeitspreisen am geringsten, weil hier einerseits Zahlungen an den Netzbetreiber anfallen und andererseits durch die verzerrende Wirkung der Entgelte die Markterlöse stark reduziert werden. Das Gegenteil ist der Fall beim dynamischen Arbeitspreis, wo leicht sinkende Markterlöse durch Netto-Einnahmen aus den Netzentgelten überkompensiert werden.

Erlöse Netzbetreiber

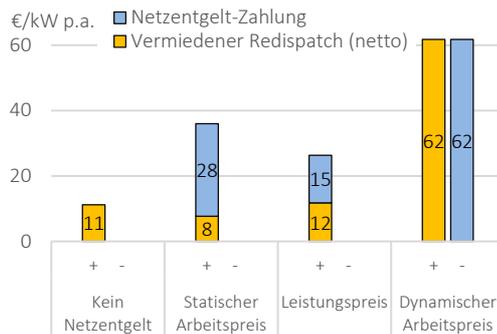


Abbildung 6: (Netto-)Erlöse der Netzbetreiber im Vergleich zu keiner Batterie aus Netzentgelt-Zahlungen und Senkung von Redispatch-Kosten.

Erlöse Batterie

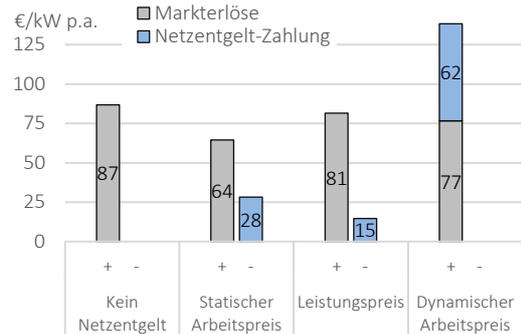


Abbildung 7: (Netto-)Erlöse der Batterie aus Markterlösen und Netzentgelt-Zahlungen.

Verteilung des Nutzens. Anders dargestellt teilt sich die geschaffene Wohlfahrt auf Netzbetreiber und Batterie auf (Abbildung 8). Die Instrumente mit dem größten Nutzen für den Netzbetreiber (Statischer Arbeitspreis und Leistungspreis) bieten die geringste volkswirtschaftliche Wertschöpfung. Die größte Wohlfahrt lässt sich mit einem dynamischen Arbeitspreis erzielen, durch dessen Einführung jedoch der Netzbetreiber keinen Nutzen mehr hat.

Verteilung der Wertschöpfung

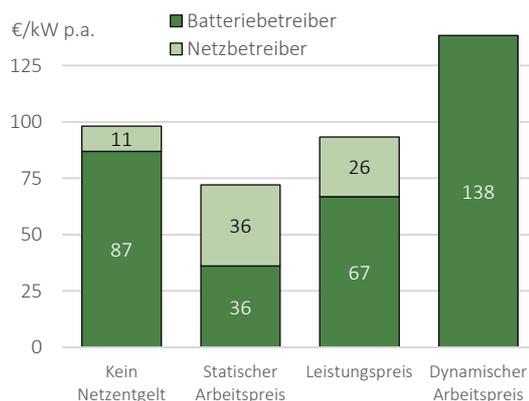


Abbildung 8: Nutzen der Wertschöpfung aufgeschlüsselt nach Netzbetreiber und Batteriebetreiber.

6 Mögliche Ausgestaltung eines dynamischen Arbeitspreises

Sondernetzentgelt. Konkret ließe sich ein dynamischer Arbeitspreis für Großbatterien als Sondernetzentgelt implementieren. Dabei könnten in einem ersten Schritt Batterien hinter dem Zählpunkt von Erzeugern oder Verbrauchern (Co-location, Eigenverbrauch) ausgenommen werden. Sollten sich die dynamischen Sondernetzentgelte in der Praxis bewähren, könnten sie in einigen Jahren als Vorbild für eine Reform der Sondernetzentgelte nach §19(2) StromNEV oder die allgemeine Einführung von dynamischen Netzentgelten dienen.

Höhe. In ihrer einfachsten Form kann sich die Höhe des Entgelts an den durchschnittlichen Redispatch-Kosten orientieren und dabei für Entnahme und Einspeisung stets symmetrisch sein (Abbildung 9). Sollen Zahlungen von Netzbetreiber an die Batterie (negative Netzentgelte) vermieden werden, wäre auch eine alternative Struktur denkbar (Abbildung 10). Diese geht jedoch mit erheblich reduzierter Netzdienlichkeit einher.

Höhe dynamischer Netzentgelte

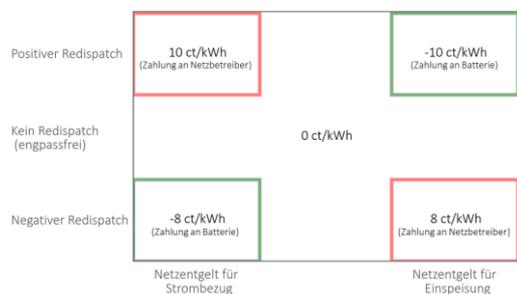


Abbildung 9: Höhe der dynamischen Netzentgelte (symmetrisch), die sowohl zu Zahlungen an Netzbetreiber als auch die Batterie führen.

Dynamische Netzentgelte (Alternative)

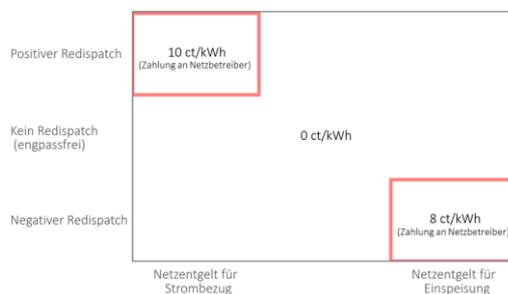


Abbildung 10: Alternative Ausgestaltung und Höhe dynamischer Netzentgelte (asymmetrisch/einseitig), die lediglich zu Zahlungen an Netzbetreiber führen.

Implementierung. Der dynamische Arbeitspreis sollte jeden Tag durch die Netzbetreiber auf Basis der ohnehin im Laufe des Vortages erstellten Redispatch-Prognose bestimmt werden. Als Zeitpunkt für die Veröffentlichung des Preises bietet sich 6 Uhr morgens an, vor der FCR-Auktion. Für Batterien mit Anschluss an das Übertragungsnetz bedarf es hierfür lediglich die Rechnungen der ÜNB, für Anlagen mit Hochspannungsanschluss zusätzlich die Redispatch-Prognose des Anschluss-VNB. In vielerlei Hinsicht könnten sich operative Prozesse am Nutzenstatt-Abregeln-Instrument (§13k EnWG) anlehnen.

Kombinierbarkeit. Ein dynamischer Arbeitspreis als Sondernetzentgelt lässt sich mit anderen Instrumenten kombinieren. Insbesondere ist denkbar:

- Eine Kombination mit einem Leistungs- oder Anschlusspreis als Finanzierungsbeitrag der Batterien. Ist ein Finanzierungsbeitrag durch Batterien erwünscht, dürfte eine solche Kombination die beste Lösung sein, da hier schädliche Verzerrung weitgehend

vermieden wird. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass ein Leistungspreis zwar im Betrieb nur wenig verzerrend wirkt, sich dadurch jedoch Investitionen in Großbatterien reduzieren werden. Ein übermäßiger Leistungspreis würde dann nicht nur volkswirtschaftlich sinnvolle Batterieinvestitionen verhindern, sondern in Folge dann auch den Finanzierungsbeitrag selbst reduzieren.

- Eine Kombination mit einem flexiblen Netzanschluss durch den Netzbetreiber, um lokale Effekte zu berücksichtigen (Regelleistungs-Erbringung, Spannungshaltung, etc.)
- Direkte Eingriffe der Netzbetreiber auf die Batterie im Rahmen des Redispatch
- Allgemeine Regeln zur Erbringung von Regelleistung durch Großbatterien, etwa Grenzwerte für die Erbringung an einem Netzanschlusspunkt
- Technische Netzanschlussbedingungen wie Rampen-Restriktionen.

Zwei Varianten. Neben dem oben gezeigten dynamischen Arbeitspreis haben wir zwei weitere Varianten modelliert:

- Eine Kombination aus symmetrischem dynamischen Arbeitspreis mit einem Leistungspreis i.H.v. 24,4 €/kW p.a.
- Ein asymmetrischer dynamischer Arbeitspreis, der je nach Netzbelastung eine Zahlungsverpflichtung für die Batterie bedeutet oder nicht – nie jedoch eine Zahlung von Netzbetreiber an die Batterie. Dieses Entgelt bedeutet also gewissermaßen eine finanzielle Pönalisierung von netzbelastendem Verhalten, ohne jedoch einen positiven Anreiz zur Netzentlastung zu setzen.

Redispatch-Kostenwirkung

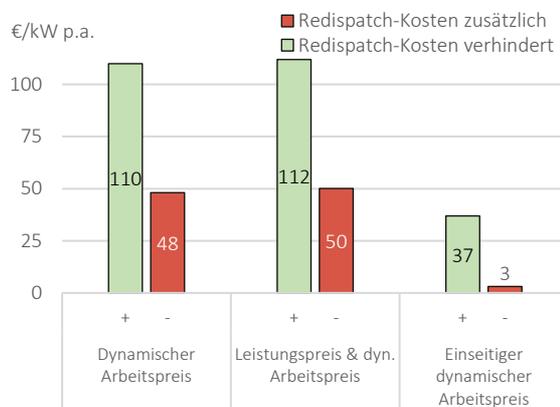


Abbildung 11: Netzdienlichkeit von Großbatterien bei dynamischem Arbeitspreis gemessen am Einfluss auf Redispatch-Kosten.

Volkswirtschaftl. Wertschöpfung

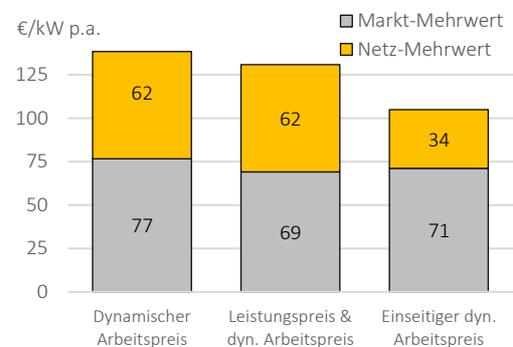


Abbildung 12: Volkswirtschaftliche Wertschöpfung von Großbatterien, errechnet als die Summe aus Markterlösen und geminderter Redispatch-Kosten bei (kombinierten) Instrumenten mit dynamischem Arbeitspreis.

Mit Leistungspreis. Die Einführung eines Leistungspreises beeinflusst die Auslegung von Batteriespeichern und führt typischerweise zu längeren Entladedauern – beispielsweise 4 statt 2 Stunden. Dadurch verändert sich der Betrieb, und die Batterie wird häufiger eingesetzt. Die Anreize des dynamischen Arbeitspreises bleiben dabei vollständig wirksam, sodass sich in unserer Analyse die Netzdienlichkeit im Vergleich zu einem rein dynamischen Arbeitspreis quasi

nicht verändert (Abbildung 11). Der Mehrwert am Strommarkt sinkt hingegen leicht, was zu einer geringfügig niedrigeren Wertschöpfung führt (Abbildung 12). Dafür profitiert nun auch der Netzbetreiber nicht nur durch gesunkene Redispatch-Kosten, sondern zusätzlich durch die finanziellen Erlöse aus dem Leistungspreis (Abbildung 13).

Einseitiger dynamischer Arbeitspreis. Bei einem einseitigen (asymmetrischen) dynamischen Arbeitspreis muss der Batteriebetreiber für netzbelastendes Verhalten zahlen, wodurch dieses unattraktiv wird. Eine Vergütung für netzentlastendes Verhalten durch den Netzbetreiber erfolgt hingegen nicht, sodass kein aktiver Anreiz zur Netzentlastung besteht. In der Folge erzielt die Batterie nur etwa die Hälfte des Netz-Mehrwerts im Vergleich zum symmetrischen Modell. Der Netzbetreiber profitiert neben den vermiedenen Redispatch-Kosten von den Erlösen des Netzentgelts. Jedoch führen die nicht kompensierten, sinkenden Markterlöse auf Seiten des Batteriebetreibers zu erheblichen Einbußen – mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Investitionsattraktivität.

Verteilung der Wertschöpfung

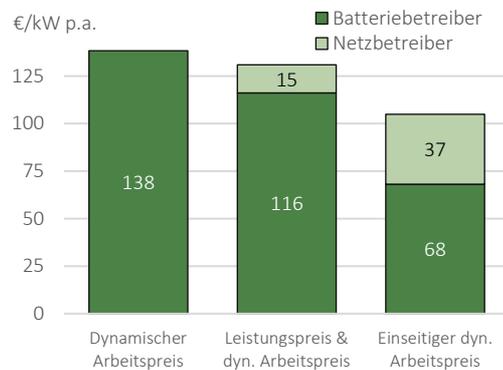


Abbildung 13: Nutzen der Wertschöpfung aufgeschlüsselt nach Netzbetreiber und Batteriebetreiber bei (kombinierten) Instrumenten mit dynamischem Arbeitspreis.

Anhang: Modellierung

Grundlegendes Vorgehen. Mit der modellbasierten Analyse bewerten wir die Netzdienlichkeit von Großbatteriespeichern. Das Vorgehen der Analyse lässt sich in zwei Schritte unterteilen. Als erstes wird der Batteriespeicherbetrieb mittels einer Marktoptimierung bestimmt. Danach wird der resultierende Batteriebetrieb mit lokalen Redispatch-Daten verglichen und daraus auf die Netzdienlichkeit geschlossen. Für die Berechnung verwenden wir viertelstundenscharfe Daten auf Basis von historischen Zeitreihen.

Daten. Für die Marktoptimierung greifen wir auf die stündlichen Day-Ahead-Preise aus dem Jahr 2024 zurück. Für den gleichen Zeitraum haben wir die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Redispatch-Maßnahmen auf [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de) analysiert und daraus den engpassbedingten Redispatch-Bedarf (positiv und negativ) pro Region und Viertelstunde ermittelt. Als Speicher verwenden wir eine heute marktübliche 2-Stunden-Batterie (2 MWh / 1 MW) mit jeweils 5% Lade- und Entladeverlusten, deren Betrieb auf durchschnittlich zwei Zyklen pro Tag begrenzt wird.

Batteriebetrieb. Die Optimierung der Batterie am Day-Ahead-Markt führt zu einem standortunabhängigen Betrieb, der die lokale Auslastung des Netzes nicht berücksichtigt. Das Ergebnis ist ein ausgeprägtes Tagesmuster mit zwei Zyklen (Abbildung 14): Laden in der Nacht und am Mittag, sowie Entladen am Morgen und am Abend. Die Berücksichtigung der lokalen Netzsituation führt zu einem standortabhängigen Betrieb. Abbildung 15 zeigt den Batteriebetrieb in der Nordseeregion, der sich aus Day-Ahead-Preis und zusätzlichem Anreiz eines dynamischen Arbeitspreises ergibt. Dabei bleibt die grundsätzliche Struktur des Betriebs mit zwei Zyklen erhalten.

Day-ahead-optimierter Betrieb

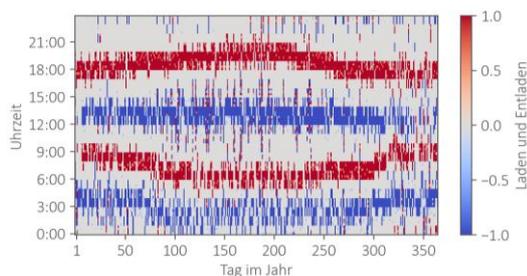


Abbildung 14: Betrieb einer 2-Stunden-Batterie, die für die Day-Ahead-Preise aus dem Jahr 2024 optimiert wurde (standortunabhängig).

Day-ahead & dynamischer Arbeitspreis

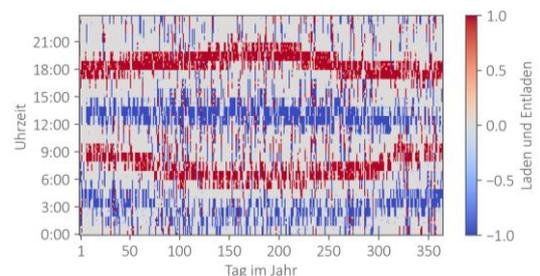


Abbildung 15: Betrieb einer 2-Stunden-Batterie, die für die Day-Ahead-Preise aus dem Jahr 2024 und unter Berücksichtigung eines lokalen dynamischen Arbeitspreises optimiert wurde (standortabhängig).

Redispatch. Als Indikator für Netzdienlichkeit nutzen wir Daten zum Redispatch, der Anschluss über Engpässe liefert. Findet in der Region der Batterie zu einem Zeitpunkt Redispatch statt, so erhöht ein netzbelastender Batteriebetrieb den Redispatch, wohingegen ein netzentlastender Betrieb diesen verringert. Dabei betrachten wir lediglich die

Übertragungsebene und berücksichtigen weder Engpässe im Verteilnetz noch Auswirkungen auf die Spannungshaltung. Die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Redispatch-Maßnahmen sind anlagenscharf und werden von uns einer Region zugeordnet, typischerweise einem Bundesland.

Örtliche Aggregation. Für den in diesem Beitrag betrachteten Standort an der Nordseeküste nehmen wir an, dass dessen Betrieb unmittelbaren Einfluss auf den Redispatch in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Offshore Windparks in der Nordsee hat. Dies gilt beispielsweise für den häufigen Fall eines Engpasses in der Mitte von Deutschland. Entsprechend aggregieren wir sämtliche Redispatch-Maßnahmen von Anlagen in diesen Regionen und unterstellen, dass 1 MW Speicherbetrieb im Falle von Redispatch diesen ebenfalls um 1 MW verändert.

Ökonomische Bewertung. Durch den Vergleich der Zeitreihen von Batteriebetrieb und Redispatch-Maßnahmen an einem Standort lässt sich die viertelstündliche lokale Netzwirkung der Batterie bestimmen. Daraus lässt sich ableiten, wie häufig sich die Batterie netzentlastend oder auch netzbelastend verhält (vgl. Abbildung 3). Unter der Annahme eines marginalen Einflusses ermitteln wir zudem, inwieweit sich der Redispatch-Bedarf durch den Batteriebetrieb verändert. Auf Basis durchschnittlicher Kosten von 100 €/MWh für positiven und 80 €/MWh für negativen Redispatch berechnen wir die absolut eingesparten Redispatch-Kosten. Diese Einsparungen stellen den netzseitigen Mehrwert dar und ermöglichen eine Verrechnung mit den Markterlösen als Markt-Mehrwert.

Vermarktung. Großbatterien wurden in den vergangenen Jahren vor allem zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Ausgleichsenergie eingesetzt. Die in diesem Beitrag dargestellten Ergebnisse basieren jedoch auf einer Vermarktung am Day-Ahead-Markt, da sich diese in unseren Analysen als langfristig robusteste Option für Batteriespeicher erwiesen hat. Ergänzende interne Berechnungen zeigen, dass die Aussagen zur Netzdienlichkeit sowohl ohne regulatorische Änderungen als auch im Hinblick auf die untersuchten Instrumente auch bei einer Intraday-Optimierung oder einer zusätzlichen Vermarktung im Regelleistungsmarkt (FCR und aFRR) Bestand haben. Eine wesentliche Einschränkung besteht jedoch darin, dass durch die notwendige Kapazitätsvorhaltung für Regelleistung weniger Flexibilität der Batterie für netzdienliche Zwecke zur Verfügung steht.