



Reform der Netzentgelte in Deutschland: Argumente für dynamische Netzentgelte

Die Rolle dynamischer Netzentgelte, um
Redispatch zu reduzieren und Batteriespeicher zu
stärken

April 2026

Über die Herausgeber

Akaysha Energy

Akaysha Energy ist ein führender, global agierender Entwickler, Eigentümer und Betreiber von Batteriegroßspeichersystemen (BESS), und trägt damit entscheidend zu einem dekarbonisierten und sicheren Energiesystem bei. Gegründet im Jahr 2021 in Australien, betreibt Akaysha bereits landesweit BESS. Zudem verfügt Akaysha über eine starke Projektpipeline in Deutschland, Japan und den USA. Akaysha Energy beschäftigt mehr als 210 Mitarbeiter – mit Büros in Melbourne, Sydney, Brisbane, Berlin, Tokio, Portland und Houston. Akaysha Energy entwickelt im Rahmen einer gemeinsamen Entwicklungspartnerschaft mit Copenhagen Energy eine Multi-Gigawatt-Pipeline in Deutschland.

Akaysha hat über 3,5 Milliarden AUD an Kapital von globalen institutionellen Fremd- und Eigenkapitalinvestoren akquiriert. Weltweit verfügt Akaysha derzeit über 1,4 GWh im Betrieb, 4,5 GWh im Bau sowie weitere 30 GWh in der Entwicklung.

Akaysha Energy vereint marktführende Expertise in den Bereichen Energie- und Kapitalmärkte, Projektentwicklung, Erlösvertragsgestaltung, Betrieb und Handel. Dieses umfassende Leistungsspektrum maximiert die Wertschöpfung über alle Phasen des BESS-Lebenszyklus.

akayshaenergy.com

Baringa

Baringa ist eine globale Managementberatung, die sich der Schaffung intelligenter und nachhaltiger Wirkung für Regierungen, Industrie, Finanzwesen und Gesellschaft widmet. Unsere mehr als 2.000 Experten sind weltweit tätig, mit Büros in Europa, Nordamerika, Asien und Australien. Wir konzentrieren uns auf die Konzeption und Umsetzung bedeutsamer Veränderungen und arbeiten branchenübergreifend.

Baringa ist als führender Berater im europäischen Energiesektor anerkannt. Wir verfügen über tiefgreifende Marktexpertise entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Energiewende – von Stromnetzen über emissionsarme Erzeugung und Interkonnektoren bis hin zu Flexibilität sowie ganzheitlicher Systemplanung und -analyse. Wir beraten Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Projektentwickler, Investoren und Energieversorger in den Bereichen Marktdesign, Erlösrahmen, Geschäftsstrategie und Investitionsentscheidungen.

Zu unseren Auszeichnungen zählt die Anerkennung als „World’s Best Management Firm“ durch Forbes 2024 sowie als „Leading Management Consultants“ durch die Financial Times 2026, wo wir seit 2020 jedes Jahr mit Gold in den Bereichen Energie, Versorgung und Umwelt ausgezeichnet wurden.

baringa.com

DWR eco

DWR eco ist eine führende Agentur für strategische Kommunikation, politische Positionierung und Marktstrategien in den Bereichen Energiewende, Klimawandel und Umwelttechnologien. Wir bieten ein breites Leistungsspektrum an, darunter Interessenvertretung, Public & Governmental Affairs, Kommunikation & PR sowie Marktstrategie für Akteure im Mobilitäts- und Gebäudesektor, der Energie- und Rohstoffwirtschaft, der Sharing Economy und der Digitalisierung.

dwr-eco.com



Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	4
1.1 Hintergrund	4
1.2 Ergebnisse des Berichts	5
1.3 Nächste Schritte	5
2. Politischer und regulatorischer Kontext	6
2.1 Die Rolle von BESS im deutschen Stromsystem	6
2.2 Aktueller Stand der AgNes-Diskussion	6
2.3 Mechanismus für Netzentgelte	7
3. Wirkungsmechanismus dynamischer Netzentgelte	9
3.1 Marginale Einsatzlogik von BESS	9
3.2 Internalisierung von Redispatch-Kosten	9
3.3 Aggregierter Systemeffekt	9
3.4 Voraussetzungen für verhaltenssteuernde Preissignale	10
4. Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf Betriebsweisen / Investitionsfall	11
4.1 Überblick der Modellierung	11
4.2 Fallstudien zu Redispatch-Clustern	11
4.3 Definition der Baseline	13
4.4 Einführung dynamischer Netzentgelte	14
4.5 Einsatzverhalten unter dynamischen Netzentgelten	15
4.6 Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf BESS-Margen	16
4.7 Kosten reduzierter Redispatch-Anforderungen	17
4.8 Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse	19
5. Regulatorische Ausgestaltungsoptionen und politische Empfehlungen	20
5.1 Empfehlungen zur Gestaltung der Netzentgelte	20
5.2 Empfehlungen zur wirksamen Integration in bestehende Märkte	22
5.3 Umsetzungsempfehlungen	23



1. Zusammenfassung

1.1 Hintergrund

Der nachfolgende Bericht zur Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte für Großbatteriespeicher (BESS) in Deutschland untersucht die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) vorgeschlagene dynamische Netzentgeltstruktur. Ausgangspunkte des Berichts sind die Vorschläge der BNetzA, welche in den Orientierungspunkten „Dynamische Netzentgeltkomponente“ vom 17. Dezember 2025 und „Speichernetzentgelte“ vom 16. Januar 2026 vorgestellt wurden.¹²

Ein beschleunigter Ausbau von BESS ist für ein resilientes und sicheres Stromsystem in Deutschland unerlässlich. Basierend auf dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 gehen die deutschen Netzbetreiber davon aus, dass bis 2045 insgesamt 41,1 bis 94,1 GW Großbatteriespeicher an das deutsche Stromnetz angeschlossen sein werden.³

Die künftige Struktur der BESS-Netzentgelte wird eine entscheidende Rolle für die wirtschaftliche Tragfähigkeit von BESS-Projekten in ganz Deutschland spielen. Dieser Bericht analysiert, ob die vorgeschlagene dynamische Netzentgeltkomponente für BESS:

1. Die angestrebte Steuerungswirkung der Betriebsweise voraussichtlich erreicht und insgesamt zu netzdienlicherem Verhalten von BESS-Anlagen führt; und
2. Ob dies voraussichtlich negative Auswirkungen auf den Business Case von BESS-Anlagen in Deutschland haben wird.

Die Netzentgeltsystematik soll so ausgestaltet sein, dass netzdienliches Verhalten von BESS gefördert wird. Im Rahmen dieses Berichts bezieht sich netzdienliches Verhalten auf die Reduzierung von Netzengpässen und die Vermeidung von Redispatch. Mit den richtigen wirtschaftlichen Anreizen können BESS-Anlagen schnell und präzise auf Preissignale reagieren, um sowohl positiven als auch negativen Redispatch zu reduzieren.

Entscheidend ist, dass die Netzentgeltstruktur die langfristige Finanzierbarkeit von BESS-Projekten nicht konterkariert. BESS-Anlagen werden in Deutschland ohne direkte staatliche Subventionen entwickelt und sind daher auf Erlöse durch Stromhandel und Systemdienstleistungen angewiesen, die häufig durch Abnahmevereinbarungen abgesichert sind. Da der Wettbewerb auf diesen Märkten weiter zunimmt und die Batteriepreise sich zu stabilisieren beginnen, könnten die vorgeschlagenen Netzentgelte ein erhebliches Risiko für die Projektmargen und letztlich für die Finanzierbarkeit von BESS-Projekten in Deutschland darstellen. Ohne einen stabilen und vorhersehbaren Entgeltrahmen könnten Finanzierer konservativere Annahmen in ihren Modellen ansetzen oder sich ganz vom Markt zurückziehen, was die Pipeline neuer BESS-Kapazitäten zu einem Zeitpunkt gefährdet, an dem flexible Technologien am dringendsten benötigt werden.

Die von Baringa durchgeführte Modellierung ergab, dass dynamische Netzentgelte insgesamt zu einer Verbesserung des netzdienlichen Verhaltens von BESS-Anlagen führen und gleichzeitig eine neutrale bis

¹ BNetzA (2025) Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA [Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14.01./AgNes_Orientierungspunkte_Dynamisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3]

² BNetzA (2026) Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA [Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30.01./Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=3]

³ BNetzA (2025) Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 [Online verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf]



leicht positive Auswirkung auf den Business Case von BESS-Investitionen in Deutschland entfalten, insbesondere bei einer symmetrischen Entgeltstruktur.

1.2 Ergebnisse des Berichts

In Bezug auf das künftige Netzentgeltdesign für BESS hat die BNetzA eine neue zweiteilige Entgeltstruktur für BESS-Anlagen vorgeschlagen, die zwischen folgenden Komponenten unterscheidet:

- Entgelten mit Finanzierungsfunktion (zur Deckung der Netzkosten) und
- Entgelten mit Anreizfunktion (zur Steuerung netzdienlichen Verhaltens)

Der Bericht befasst sich primär mit den anreizbasierten Entgelten innerhalb der vorgeschlagenen BESS-Entgeltstruktur, insbesondere der dynamischen Netzentgeltkomponente. Die von Baringa für diesen Bericht durchgeführte Modellierung untersucht:

1. Ob dynamische Netzentgelte mit Anreizfunktion voraussichtlich eine Verbesserung des insgesamt netzdienlichen Verhaltens bewirken; und
2. Welche Auswirkungen dynamische Netzentgelte voraussichtlich auf die Erlössituation von BESS haben werden – unter Berücksichtigung sowohl der positiven Erlöspotenziale, die sich aus dynamischen Netzentgelten ergeben können, als auch der entgangenen Handelserlöse. Diese Analyse betrachtet insbesondere entgangene Day-Ahead-Handelserlöse.

Zudem konzentriert sich der Bericht ausdrücklich auf BESS-Anlagen, die im Übertragungsnetz angeschlossen werden. Zwar mag es Überschneidungen zu BESS-Anlagen im Verteilernetz geben, jedoch wurden VNB-spezifische Engpässe nicht gesondert betrachtet, weshalb sich die regulatorischen Empfehlungen primär auf die ÜNB-Ebene beziehen.

Obwohl dieser Bericht die Entgelte mit Finanzierungsfunktion nicht explizit modelliert, bleiben diese neben den anreizbasierten Entgelten ein wichtiger Aspekt. Die beiden Netzentgeltkomponenten sind intrinsisch miteinander verknüpft und werden sich gemeinsam auf die Wirtschaftlichkeit von BESS-Anlagen in Deutschland auswirken.

1.3 Nächste Schritte

Dieser Bericht basiert auf der Annahme, dass die grundlegende anreizorientierte Netzentgeltkomponente, die von der BNetzA in den AgNes-Orientierungspunkten vorgeschlagen wurde, ohne wesentliche Änderungen weiterverfolgt wird. Er ist nicht dazu gedacht, die bisherigen Diskussionen rückwirkend zu kommentieren, sondern soll als Reihe vorausschauender Empfehlungen verstanden werden, die in den für Mitte 2026 geplanten Festlegungsentwurf der BNetzA Eingang finden sollen.

Obwohl die Modellierung in diesem Bericht zeigt, dass dynamische Netzentgelte voraussichtlich sowohl zu einer Verbesserung des netzdienlichen Verhaltens führen als auch die Wirtschaftlichkeit für BESS aufrechterhalten, wird dies nur mit dem richtigen Netzentgeltdesign und einer ernsthaften Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen der vorgeschlagenen Entgeltstruktur, den bestehenden Märkten, sowie anderen wichtigen Instrumenten – wie der Ausgestaltung flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) – erreicht werden können.

Die Empfehlungen in diesem Bericht sollen die wesentlichen Gestaltungsoptionen aufzeigen, die bei der Weiterentwicklung der dynamischen Netzentgelte und der Behandlung von BESS-Netzentgelten insgesamt berücksichtigt werden sollten.

2. Politischer und regulatorischer Kontext

2.1 Die Rolle von BESS im deutschen Stromsystem

BESS gewinnen im deutschen Stromsystem zunehmend an strategischer Bedeutung. Angesichts des starken Ausbaus dargebotsabhängiger erneuerbarer Energiequellen (EE), des Atomausstiegs und des laufenden Kohleausstiegs können BESS die notwendige kurzfristige Flexibilität bereitstellen, die das deutsche Stromsystem benötigt.

Während in Deutschland insgesamt 4,66 GWh (Stand: 26. März 2026) an installierter und betriebsbereiter BESS-Kapazität ans Netz angeschlossen sind, belaufen sich die Netzanschlussbegehren im Übertragungsnetz allein auf 211 GW, was die starke Investitionsdynamik im deutschen Markt verdeutlicht.⁴⁵

Bidirektionale BESS-Anlagen sind in ihrer Reaktionsfähigkeit flexibel und können eine Reihe wichtiger Dienstleistungen sowohl für den Strommarkt als auch für die Übertragungsnetze erbringen, einschließlich der Reduzierung von Engpässen in Redispatch-Perioden. Da BESS-Anlagen nahezu in Echtzeit auf Preissignale reagieren können, sind sie besonders gut geeignet, auf dynamische, anreizorientierte Preissignale zu reagieren.

BESS können zur Systemstabilität und Flexibilität beitragen, die Abregelung erneuerbarer Energien reduzieren und Preisvolatilitäten dämpfen. Sie können jedoch auch zur Netzbelastung beitragen, wenn sie rein auf Basis von Marktpreissignalen betrieben werden, ohne lokale Engpässe zu berücksichtigen.

Das Fehlen nodaler oder regionaler Preissignale in Deutschland hat dazu geführt, dass BESS ausschließlich auf Strompreissignale aus der einheitlichen deutschen Gebotszone und Regelleistungsmärkte reagieren, was teilweise zu Diskrepanzen mit der aktuellen Netzsituation führt. So kann beispielsweise das Laden während niedriger Großhandelspreise in bereits überlasteten Regionen Netzengpässe verschärfen. Infolgedessen lässt sich der tägliche Betrieb von BESS-Anlagen in eine von drei Kategorien einordnen:⁶

- *Netzdienstliches Verhalten*: Beitrag zur Reduzierung der Redispatch-Kosten.
- *Netzneutrales Verhalten*: Netto-Null-Effekt auf die Redispatch-Kosten.
- *Netzschädliches Verhalten*: Beitrag zur Erhöhung der Redispatch-Kosten.

Die Herausforderung besteht darin, das konzeptionelle Verständnis dieser drei Stufen der „Netzdienstlichkeit“ in messbare Kriterien und Instrumente zu übersetzen, die eine Steuerung des BESS-Betriebs ermöglichen, ohne den Business Case für BESS in Deutschland zu gefährden. Dies war ein wesentlicher Treiber für das Festlegungsverfahren AgNes der BNetzA und deren besonderes Augenmerk auf die am besten geeigneten Netzentgeltstrukturen für BESS-Anlagen in Deutschland.

2.2 Aktueller Stand der AgNes-Diskussion

Großbatteriespeicher sind derzeit in Deutschland gemäß § 118 Abs. 6 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) für 20 Jahre nach Inbetriebnahme von Netzentgelten befreit, sofern sie vor dem 4. August 2029

⁴ Feggenger et al. (2026) The development of battery storage systems in Germany: A market review [Online verfügbar: <https://battery-charts.de/battery-charts/>]

⁵ 4ÜNB (2026) Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz [Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/Presse/2026/2026-02->

⁶ Neon Neue Energieökonomik (2025) Netzdienstlichkeit von Großbatterien [Online verfügbar: <https://neon.energy/Neon-Netzdienstlichkeit-Großbatterien.pdf>]



an das Netz angeschlossen werden. Die BNetzA hat angekündigt, dass diese Befreiung nicht verlängert wird, weshalb eine Integration von BESS in das Netzentgeltregime notwendig ist.

Um Speichern Anreize für netzdienliches Verhalten zu setzen, hat die BNetzA im Mai 2025 den AgNes-Prozess gestartet. Im Rahmen von AgNes überarbeitet die BNetzA grundlegend die künftige Behandlung von Stromspeichern innerhalb des Netzentgeltrahmens. Für Stand-alone-Speicheranlagen, d.h. technisch unabhängige, netzangeschlossene Speichereinheiten mit eigenem physischen Netzverknüpfungspunkt, stellt dies einen klaren Paradigmenwechsel dar.

Stand-Along-BESS werden wirtschaftlich als rein netzgekoppelte Speicher verstanden, die Strom ausschließlich aus dem Netz entnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder einspeisen, typischerweise zur Energiearbitrage oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen.

Die übergeordnete regulatorische Logik hinter der Integration von Stand-Along-BESS in das allgemeine Netzentgeltsystem ist das Verursacherprinzip. Alle Netznutzer, die Netzkosten verursachen oder Netzkapazität beanspruchen, sollten angemessen zur Finanzierung der Infrastruktur beitragen. Auch wenn Speicher in bestimmten Stunden Systemkosten senken können, nutzen sie die Netzkapazität sowohl bei der Entnahme als auch bei der Einspeisung. Eine strukturell dauerhafte Befreiung würde daher Kostenlasten auf andere Verbraucher verlagern und das Verursacherprinzip untergraben. Der Ansatz der BNetzA zielt auf einen Ausgleich ab: Speicher sollen kostenreflexiv zur Netzfinanzierung beitragen, ohne Arbitrage und Systemdienstleistungen zu verzerren.

Der AgNes-Prozess bietet zudem die Möglichkeit, die Herausforderungen einer einheitlichen Strompreiszone Deutschland zu entschärfen. Die Schaffung stärker regional differenzierter Preissignale kann BESS dazu anreizen, neben den Systemanforderungen auch auf Netzbedürfnisse zu reagieren und so einen erhöhten Netznutzen zu erzielen, einschließlich der Reduzierung von Redispatch.

2.3 Mechanismus für Netzentgelte

Die Erhebung von Netzentgelten ist EU-rechtlich im Rahmen der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung festgehalten. Dementsprechend müssen Netzentgelte kostenorientiert und transparent sein sowie die Systemsicherheit gewährleisten. Darüber hinaus schreibt die Verordnung vor, dass Netzentgelte Batteriespeichersysteme weder positiv noch negativ diskriminieren dürfen.

Die BNetzA beabsichtigt, dass das künftige Netzentgelt für Speicher aus einer Finanzierungskomponente und einer Anreizkomponente bestehen wird. Beide Komponenten sollen so konzipiert sein, dass die positiven Eigenschaften von Speichern so wenig wie möglich beeinträchtigt werden, die Finanzierung der Netzkosten sichergestellt wird und netzdienliches Verhalten gefördert wird.

Das Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion basiert auf einer vom Netznutzer gebuchten Kapazität, die über eine Kapazitätskomponente entrichtet wird. Aufbauend auf diesem Kapazitätselement schlägt die BNetzA zusätzlich einen Arbeitspreis vor. Auf Basis der gebuchten Kapazität zahlen Netznutzer entweder einen Arbeitspreis (AP1) für die Speicherentnahme innerhalb der gebuchten Kapazität oder einen höheren Arbeitspreis (AP2), wenn die Entnahmekapazität die bestellte Kapazität überschreitet. Die BNetzA sieht vor, dass der Arbeitspreis nur auf die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisung erhoben wird, also auf die Speicherverluste.

Zum jetzigen Zeitpunkt wurde das Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion von der BNetzA zwar zur Diskussion gestellt; so haben beispielsweise die vier Übertragungsnetzbetreiber eine Alternative zum BNetzA-Modell vorgeschlagen und plädieren für den Verzicht auf Arbeitspreis 1 und 2 für Stand-Along-

Speicher, wobei die Finanzierung der Netzkosten stattdessen vollständig über ein kapazitätsbasiertes Entgelt erreicht werden soll.⁷

Ungeachtet der offenen Diskussion zur Refinanzierung von Netzkosten liegt der Fokus dieser Analyse auf der Bewertung, wie die Steuerung des BESS-Verhaltens durch Netzentgelte erreicht werden kann. Daher ist das dynamische Netzentgelt mit Anreizfunktion für die folgende Analyse von größerer Relevanz.

Basierend auf dem aktuellen Designvorschlag der BNetzA funktioniert das Netzentgelt mit Anreizfunktion wie folgt: Der dynamische Arbeitspreis variiert für jede Viertelstunde in Abhängigkeit von der Last- und Engpasslage und dient als Instrument zur Entlastung von Netzengpässen.

Der dynamische Arbeitspreis soll die zusätzlichen Kosten abdecken, die durch Redispatch-Maßnahmen entstehen. Er beträgt beispielsweise [X] ct/kWh, die für die Entnahme von Strom aus dem Netz zu entrichten sind, wenn in der Region positiver Redispatch erforderlich ist. Zu jedem Zeitpunkt haben die Entgelte für Entnahme und Einspeisung entgegengesetzte Vorzeichen, sodass unter denselben Bedingungen die Einspeisung von Strom ins Netz mit [X] ct/kWh vergütet wird. Bei negativem Redispatch beträgt das Entgelt [X] ct/kWh. Bei Engpassfreiheit im Netz fallen keine Entgelte an.

⁷ 4ÜNB (2026) Speichernetzentgelte – Konsultationsbeitrag der 4ÜNB zu den Orientierungspunkten der BNetzA [Online verfügbar: https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/1/c/a/b/1cab488af6b245c230f1c3728689eab7ce3a7442/4ÜNB-Konsultationsbeitrag%20Speichernetzentgelte_202603.pdf]



3. Wirkungsmechanismus dynamischer Netzentgelte

3.1 Marginale Einsatzlogik von BESS

In der Praxis optimieren BESS-Betreiber ihre Einsatzentscheidungen auf Grundlage von Grenzkosten und Grenzerlösen über mehrere Märkte gleichzeitig. Ihr kurzfristiges Optimierungsproblem lässt sich vereinfacht als Maximierung der Großhandelsmarkt- und Systemdienstleistungserlöse abzüglich der Ladekosten, Degradationskosten und – künftig – Netzentgelte darstellen. In diesem Rahmen gehen dynamische Netzentgelte direkt als zeitvariable marginale Kostenkomponente ein oder, im Fall negativer Entgelte, als marginale Erlöskomponente.

Für Ladeentscheidungen ist die relevante wirtschaftliche Bedingung, ob der erwartete künftige Entladepreis den aktuellen Großhandelspreis zuzüglich aller marginalen Kosten übersteigt, einschließlich des auf die Entnahme angewandten dynamischen Netzentgelts. Anders ausgedrückt: Eine Batterie wird nur laden, wenn der erwartete Spread nach Berücksichtigung des engpassbezogenen Netzentgelts und der variablen Kosten positiv bleibt. Für die Entladung gilt die umgekehrte Logik: Strom wird in das Netz eingespeist, wenn der aktuelle Großhandelspreis, möglicherweise ergänzt durch ein negatives Netzentgelt (d.h. eine Vergütung), den erwarteten künftigen Ladepreis und alle Grenzkosten übersteigt.

Der zentrale Mechanismus ist daher unmittelbar nachvollziehbar: Dynamische Netzentgelte verändern den effektiven Arbitrage-Spread. Wenn engpassbedingte Entgelte die Ladekosten in Zeiten angespannter Netzsituationen erhöhen, sinkt die wirtschaftliche Attraktivität des Ladens in diesen Perioden oder entfällt gänzlich. Umgekehrt wird die Entladung attraktiver, wenn die Einspeisung während eines Engpasses vergütet wird, weil sie zur Entlastung von Netzbeschränkungen beiträgt. Das Netzentgelt modifiziert somit die Entscheidungsgrundlage der Betreiber, ohne deren Verhalten direkt vorzuschreiben.

3.2 Internalisierung von Redispatch-Kosten

Die ökonomische Begründung für den dynamischen Arbeitspreis liegt in einer zumindest teilweisen Internalisierung von Redispatch-Kosten. Im derzeitigen System werden die Redispatch-Kosten auf die Endverbraucher umgelegt, wobei einzelne Marktteilnehmer keinen konkreten Zusammenhang zwischen ihrer Betriebsweise und den entstehenden Redispatch-Kosten wahrnehmen, obwohl sie zu diesen beitragen können. Dies schwächt die Verbindung zwischen privater Optimierung und Systemeffizienz.

Dynamische Netzentgelte zielen darauf ab, diese Diskrepanz zu korrigieren, indem sie Redispatch-Kosten in ein lokal und zeitlich spezifisches Preissignal übersetzen. Wenn in einer bestimmten Region positiver Redispatch erforderlich ist, d.h. zusätzliche lokale Erzeugung aktiviert werden muss, um Engpässe zu entlasten, steigt das dynamische Netzentgelt für Entnahmen und sinkt bzw. wird möglicherweise negativ für Einspeisungen. Das Laden während einer solchen Periode wird teurer, was einen Anreiz schafft, keine Energie aus einem bereits überlasteten Netz zu entnehmen. Gleichzeitig wird die Einspeisung in das Netz gefördert, wenn sie zur Entlastung des Engpasses beiträgt.

3.3 Aggregierter Systemeffekt

Die systemweite Wirkung dynamischer Netzentgelte hängt von der Reaktionsfähigkeit flexibler Anlagen ab. Wenn ein ausreichend großer Anteil der BESS-Betreiber auf das Signal reagiert, wird die Ladenachfrage in Engpassstunden sinken, während die Einspeisung in entlastenden Situationen zunimmt. Infolgedessen können Redispatch-Volumina sinken, Spitzenflüsse abgeflacht und Redispatch-Kosten gesenkt werden.



Wichtig ist, dass dieser Systemeffekt aus dezentraler Optimierung als Reaktion auf ein einheitliches Preissignal entsteht und nicht aus zentralen Anweisungen zur Betriebsweise. Der Netzbetreiber steuert den Speicherbetrieb nicht direkt, sondern gestaltet das wirtschaftliche Umfeld, in dem private Akteure optimieren. Die Wirksamkeit des Mechanismus hängt daher von der Reaktion auf Preissignale und der Marktdurchdringung flexibler Technologien ab.

3.4 Voraussetzungen für verhaltenssteuernde Preissignale

In der deutschen Stromgebotszone erreichen Preisspreads in hochvolatilen Phasen regelmäßig 100–200 €/MWh. Wenn das dynamische Netzentgelt nur wenige Euro pro Megawattstunde beträgt, wird es die Betriebsentscheidung voraussichtlich nicht wesentlich beeinflussen. Die Arbitragemöglichkeit bliebe weitgehend bestehen; das Netzentgelt muss daher hoch genug sein, um eine Reaktion anzureizen, die einer rationalen Strommarktlogik möglicherweise entgegensteht.

Umgekehrt könnte eine übermäßig hohe Engpasskomponente die effiziente Arbitrage verzerren, die Preisvolatilität erhöhen und die Investitionsprognosen untergraben. Zu starke Signale könnten wirtschaftlich vorteilhaftes Laden in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung verhindern.

Eine effektive Kalibrierung erfordert daher eine empirische Modellierung der Einsatzsensitivität gegenüber verschiedenen Entgelt-niveaus, ein zentrales analytisches Ziel dieser Studie.

4. Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf Betriebsweisen / Investitionsfall

4.1 Überblick der Modellierung

Die von Baringa durchgeführte Modellierung zielt darauf ab, die potenziellen Auswirkungen anreizbasierter dynamischer Netzentgelte auf das BESS-Einsatzverhalten, den Grad der Netzdienlichkeit und die relativen Auswirkungen auf die Margen typischer BESS-Anlagen zu bewerten.

Die Analyse basiert auf historischen Daten für die Zeiträume 2024 und 2025 sowie einer BESS-Einsatzsimulation einer typischen 2h- und 4h-BESS-Konfiguration⁸ unter historischen Bedingungen und der Frage, wie dynamische Netzentgelte diese im Vergleich zum rein marktbasierten Einsatz hätten beeinflussen können.⁹

Obwohl der Begriff „netzdienlich“ keine strenge Definition hat und BESS sowie andere Technologien eine Reihe von Dienstleistungen zur Unterstützung der Systemstabilität erbringen können, haben wir im Kontext der Einführung dynamischer Netzentgelte netzdienliches Einsatzverhalten als Perioden definiert, in denen der Einsatz den Redispatch unterstützt (z. B. Laden während negativem Redispatch), und netzschädliches Verhalten als Perioden, in denen der Einsatz der Redispatch-Richtung entgegenläuft (z. B. Entladen während negativem Redispatch).

Wenn der BESS nicht aktiv betrieben wird oder keine Engpässe im System vorliegen – erkennbar am Ausbleiben von Redispatch – wird der Speicher als netzneutral betrachtet. Obwohl die grundlegende Determinante des Bedarfs an netzdienlichem Verhalten der Engpass im System selbst ist und detaillierte Daten zur granulareren Auflösung von Netzengpässen nicht ohne Weiteres verfügbar sind, stellen die daraus resultierenden Redispatch-Eingriffe einen guten Näherungswert zur Identifikation von Perioden mit Systembeschränkungen dar.

4.2 Fallstudien zu Redispatch-Clustern

Das deutsche Übertragungsnetz ist durch einen zentralen Engpass in Nord-Süd-Richtung gekennzeichnet: Im Norden werden große Mengen an Windstrom erzeugt (sowohl Onshore als auch Offshore), während das Übertragungsnetz noch nicht darauf ausgelegt ist, diese vollständig zu den Nachfragezentren im Westen und Süden zu transportieren. Dies erzeugt zwei zentrale Redispatch-Regionen im deutschen System: erhebliche Mengen an negativem Redispatch bzw. netzbedingter Abregelung erneuerbarer Energien im Norden, wobei Offshore-Wind aufgrund der Aktivierungsreihenfolge beim Redispatch einen großen Anteil ausmacht, sowie positiver Redispatch bzw. Aufwärtsregelung thermischer Anlagen im Westen und Süden.

Um die Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf BESS in diesen beiden Regionen zu untersuchen, hat Baringa zwei Cluster mit Redispatch-Aktivität identifiziert, die repräsentativ für die zentralen Engpässe im System sind. Das Cluster „Büttel“ repräsentiert ein Gebiet mit erheblicher Offshore-Windstromerzeugung, die gemeinsam mit Onshore-Windstromerzeugung in Schleswig-Holstein in das

⁸ Generische Anlagenkonfiguration mit 50 MW und einem Wirkungsgrad von 85 % (inkl. Verluste) ohne Berücksichtigung von Degradation

⁹ Die Modellierung wurde für eine generische 50-MW-Anlage durchgeführt; diese Analyse konzentriert sich auf den Day-Ahead-Markt, wobei weitere Analysen durchgeführt wurden, die gezeigt haben, dass die wesentlichen Trends und Ergebnisse sich bei Einsatz gegen historische Intraday-Preise nicht wesentlich ändern

Onshore-Übertragungsnetz eingespeist wird.¹⁰ Dieses Cluster weist historisch hohe Mengen an negativem Redispatch auf.

Das zweite analysierte Cluster ist das Gebiet „Ruhr“,¹¹ das südlich der zentralen Übertragungsengpässe in den Hochlastzonen der Rhein-Ruhr-Region liegt. Dieses Cluster weist hohe Mengen an positivem Redispatch bzw. Aufwärtsregelung vorwiegend thermischer Erzeugungsanlagen auf. Während die genaue Verortung des positiven Redispatch südlich der Engpässe davon abhängt, wo sich flexible Anlagen befinden, ist das Cluster repräsentativ für hohe Mengen an positivem Redispatch, bei dem eine BESS-Anlage entweder zur Reduzierung der Redispatch-Anforderungen beitragen oder diese verstärken könnte.

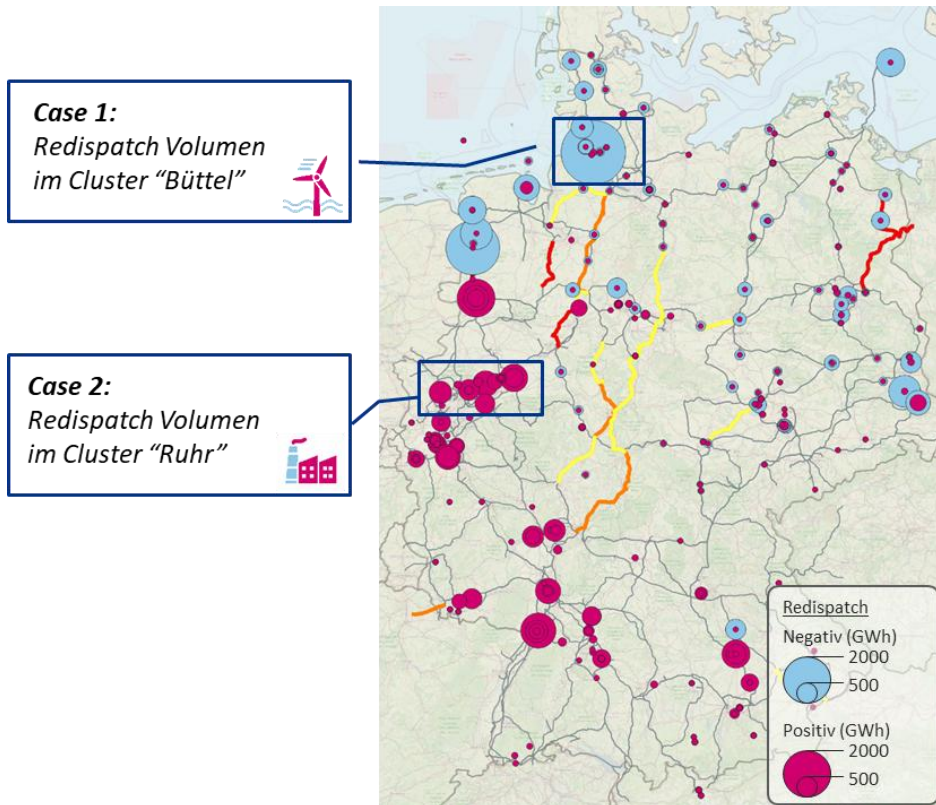


Abbildung 1 – Redispatch-Volumina und zentrale Engpassleitungen im deutschen Übertragungsnetz 2024¹²

Lage und Verteilung von Redispatch-Maßnahmen sind zentrale Bestimmungsfaktoren dafür, wie sich dynamische Netzentgelte auf die Netzdienlichkeit von BESS-Anlagen auswirken werden. Die untenstehenden Diagramme zeigen die stündliche Verteilung von Redispatch-Perioden an den beiden ausgewählten Clustern und verdeutlichen, dass Redispatch-Maßnahmen tendenziell über längere zusammenhängende Zeiträume andauern, von mehreren Stunden bis zu mehreren Tagen.

¹⁰ Einbezogene Umspannwerke: SHN Cluster Brunsbüttel, SHN Cluster Wilster West, SHN Cluster Itzehoe West, UW Büttel, OWP UW Büttel

¹¹ Einbezogene Kraftwerke: Datteln, Hamm-Üntrop, Bergkamen, Gersteinwerk, Herne, Stummhafen, Marl, Scholven, Walsum

¹² Basierend auf frei zugänglichen Daten von netztransparenz.de und smard.de

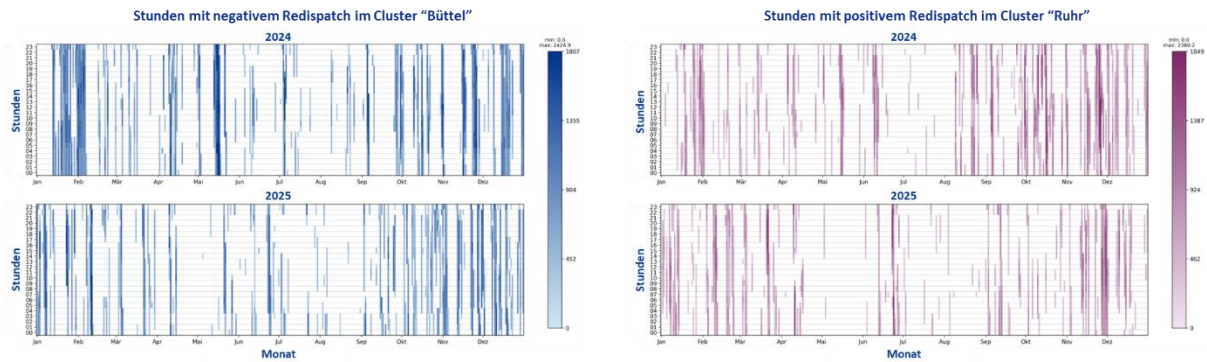


Abbildung 2 – Stündliche Verteilung von Redispatch-Ereignissen in den modellierten Clustern

4.3 Definition der Baseline

Der erste Schritt der Analyse bestand in der Festlegung der Baselines. Hierzu wurden für beide BESS-Konfigurationen und regionalen Fallstudien zwei Szenarien modelliert:

1. Baseline-Betriebsweise basierend auf Marktpreisen ohne Netzentgelte oder Beschränkungen;
2. Ein eingeschränktes Vergleichsszenario, bei dem keine Netzentgelte anfallen, die Anlagen jedoch im netzschädlichen Einsatz beschränkt sind (z. B. kein Entladen während negativer Redispatch-Perioden im „Büttel“-Fall).

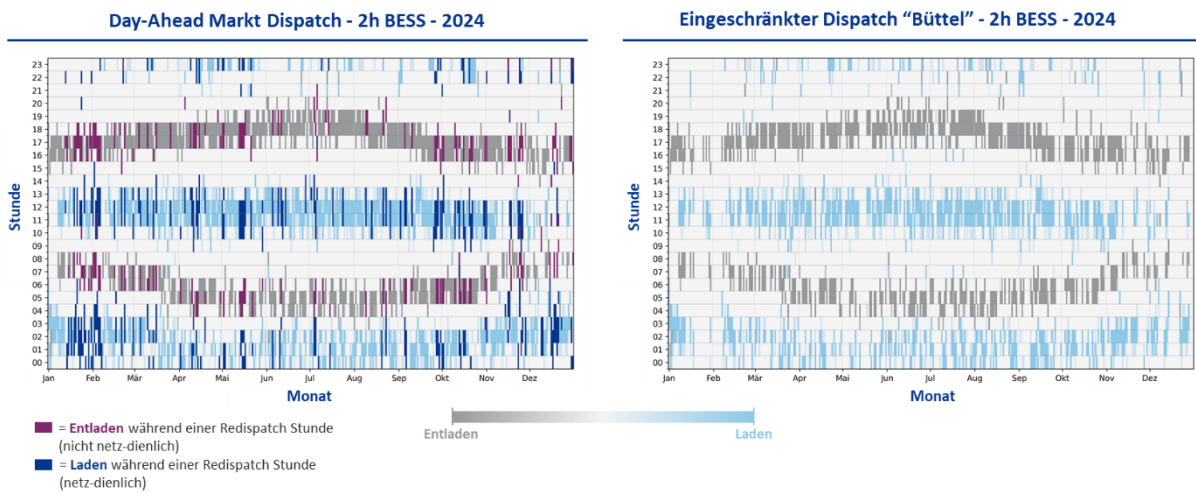


Abbildung 3 – Verteilung des Baseline- und eingeschränkten BESS-Dispatch für ein 2h-BESS am Cluster „Büttel“ im Jahr 2024

Die Ergebnisse der unbeschränkten Baseline-Analyse (Abbildung 3, links) zeigen ein typisches Einsatzmuster für ein BESS mit etwa 2 Zyklen pro Tag: Laden während der nächtlichen Niedrigpreisperioden sowie der Mittagsperioden, wenn Solarstromerzeugung den Preis zunehmend senkt, und Entladen während der höheren Preisperioden am Morgen sowie den Nachmittags- und Abendspitzen.

Die in dunkleren Blau- und Lilatönen hervorgehobenen Perioden zeigen zudem die Überschneidungen zwischen dem marktbasiereten Einsatz und den Redispatch-Perioden, die etwa 25 % aller Einsatzstunden, sowohl für eine 2h- als auch für eine 4h-Konfiguration am Cluster „Büttel“, im analysierten historischen Zeitraum ausmachen.

Der beschränkte Einsatz (Abbildung 3, rechts) zeigt die Auswirkungen auf das Einsatzverhalten, wenn das BESS so eingeschränkt wird, dass es während der Redispatch-Perioden nicht entladen darf. Dadurch

steht das BESS für einen erheblichen Teil der Zeit weitgehend still, da es während einer Redispatch-Periode nur einmal laden kann und anschließend bis zum Ende des Redispatch-Events still liegt. Diese Beschränkung ist vergleichbar mit einer relativ restriktiven Umsetzung eines FCA. Die Modellierung zeigt, dass dies erhebliche Auswirkungen auf die BESS-Margen hätte und diese sowohl für eine 2h- als auch eine 4h-Anlage über beide modellierten Jahre um 15–20 % reduzieren würde.

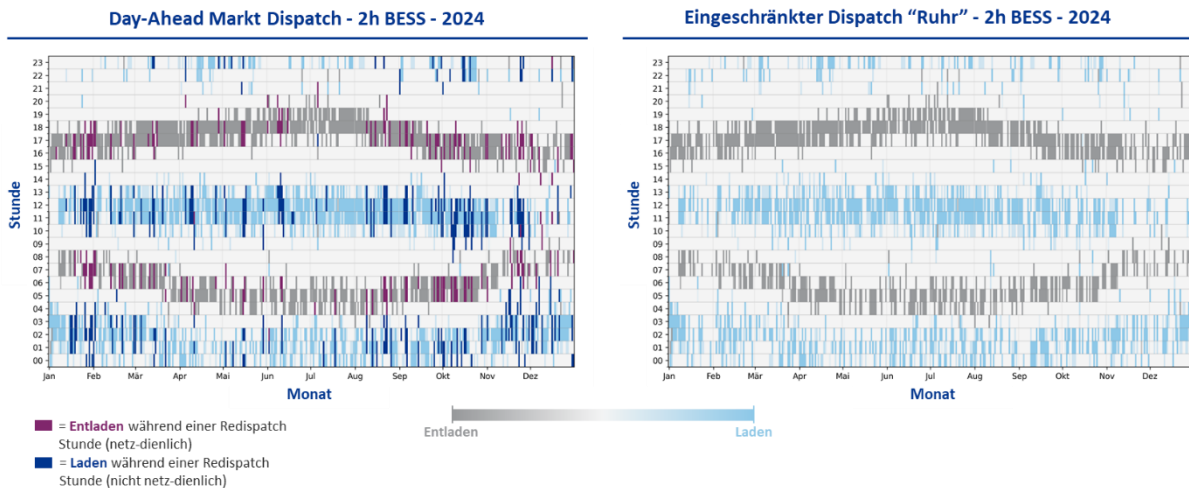


Abbildung 4 – Verteilung des Baseline- und eingeschränkten BESS-Dispatch für ein 2h-BESS am Cluster „Ruhr“ im Jahr 2024

Die Analyse des Clusters „Ruhr“ zeigt ein ähnliches, wenn auch etwas weniger ausgeprägtes Muster, mit dem Unterschied, dass hier die Entladung während der Redispatch-Perioden als netzdienlich und das Laden (zusätzliche Lastentnahme) als netzschädlich betrachtet wird. Die Einschränkung des Ladens während dieser Perioden hat ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die BESS-Margen und reduziert die Erlöse um über 10 %.

4.4 Einführung dynamischer Netzentgelte

Es besteht erhebliche Unsicherheit darüber, wie dynamische Netzentgelte mit Anreizfunktion umgesetzt werden und auf welchem Niveau sie festgesetzt werden. Die Modellierung untersucht eine breite Palette von Sensitivitäten über verschiedene Arten und Niveaus hinweg, um zentrale Trends zu identifizieren und die Robustheit der Ergebnisse zu bewerten. Die Kernparameter sind:

- Anwendung dynamischer Netzentgelte nur während Redispatch-Perioden, konsistent mit den Daten für jedes der beiden modellierten Cluster;
- Annahme, dass das Netzentgelt vor der Day-Ahead-Auktion bekannt ist;
- 3 verschiedene Netzentgeltstrukturen wurden modelliert:
 - Ein negatives (unterstützendes) Netzentgelt in der netzdienlichen Richtung (z. B. ein negatives Netzentgelt zur Anreizung des Ladens während negativem Redispatch im Cluster „Büttel“);
 - Ein positives (abschreckend wirkendes) Netzentgelt in der netzschädlichen Richtung (z. B. ein positives Netzentgelt zur Reduzierung des Entladens während negativem Redispatch im Cluster „Büttel“);
 - Eine gleichzeitige symmetrische Anwendung eines negativen Netzentgelts in der netzdienlichen Richtung und eines positiven Entgelts in der netzschädlichen Richtung – dies ist der derzeit von der BNetzA vorgeschlagene Ansatz;

- Angesichts der Unsicherheit über die Höhe der dynamischen Netzentgelte wurden Sensitivitäten von 10 €/MWh bis 120 €/MWh für jede der Konfigurationen modelliert.

Diese Werte wurden über die gesamten Redispatch-Perioden konstant gehalten und nicht auf Basis periodenweiser Variation modelliert. Obwohl es wahrscheinlich ein theoretisches Optimum bei sehr granularer Variation des Netzentgelts gibt, sind zwei zentrale Überlegungen zu berücksichtigen:

1. Das Netzentgelt muss vor der Day-Ahead-Phase festgelegt werden, sodass dem Systembetreiber die Marktpreise noch nicht vorliegen; und
2. ein „festes“ dynamisches Netzentgelt erhöht die Planbarkeit für Anlagenoptimierer, was wiederum die Finanzierbarkeit einer Anlage verbessert

4.5 Einsatzverhalten unter dynamischen Netzentgelten

Um zu beurteilen, ob dynamische Netzentgelte voraussichtlich netzdienliches Verhalten von BESS-Anlagen anreizen, untersuchte die Analyse die durchschnittliche Anzahl netto netzdienlicher Betriebsstunden während Redispatch-Perioden pro Jahr im Zeitraum 2024–2025 unter den verschiedenen analysierten Netzentgeltstrukturen und -niveaus. Die netto netzdienlichen Stunden ergeben sich als Differenz zwischen den Stunden netzdienlichen und netzschädlichen Einsatzes.

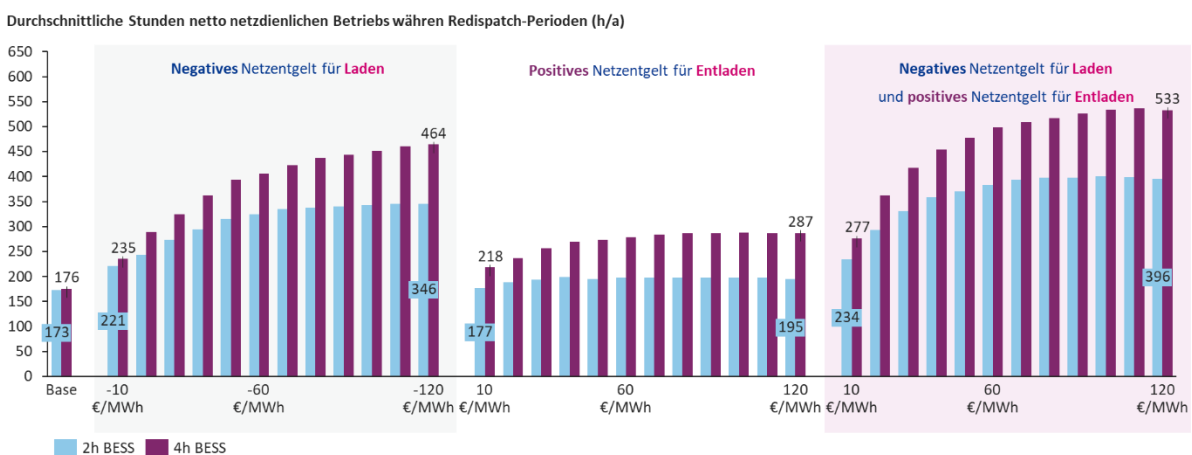


Abbildung 5 – Durchschnittliche Stunden netto netzdienlichen Betriebs während Redispatch-Perioden in der Fallstudie „Büttel“ unter verschiedenen Niveaus dynamischer Netzentgelte

Im Cluster „Büttel“ sind sowohl die 2h- als auch die 4h-BESS-Konfigurationen bereits ohne dynamische Netzentgelte auf Nettobasis netzdienlich. Die dynamischen Netzentgelte tragen jedoch dazu bei, die netto netzdienlichen Einsatzstunden unter jeder getesteten Konfiguration zu erhöhen. Der Effekt auf die Zunahme netto netzdienlicher Einsatzperioden ist bei der symmetrischen Anwendung (positive und negative Netzentgelte) am größten, wobei er beim 4h-BESS-System stärker ausgeprägt ist als beim 2h-System. Der Grund dafür ist, dass ein BESS mit längerer Speicherdauer insgesamt besser in der Lage ist, auf Redispatch-Events zu reagieren, die über längere Perioden andauern, bei geringeren Zyklusforderungen und der Fähigkeit, einen größeren Teil des Ladeanreizes zu nutzen.

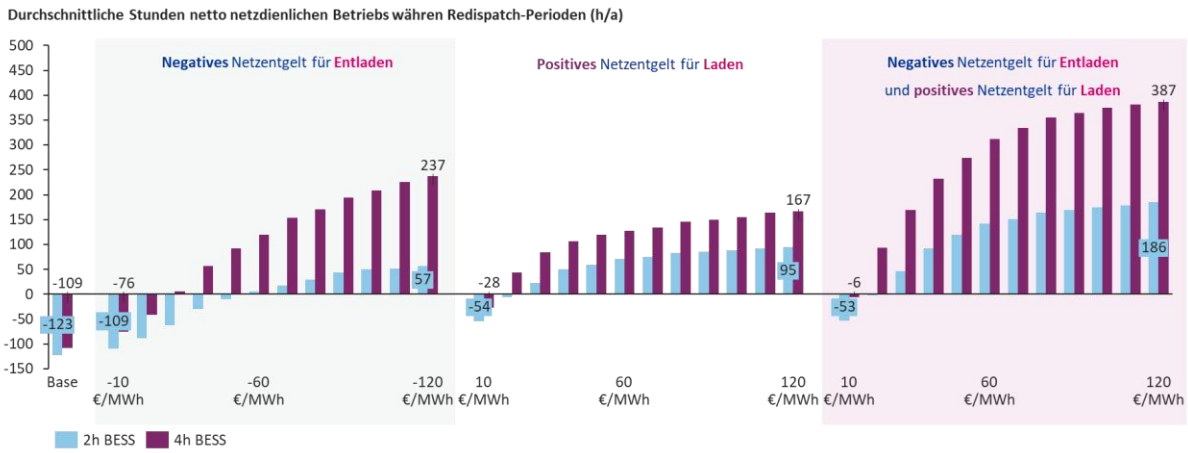


Abbildung 6 – Durchschnittliche Stunden netto netzdienlichen Betriebs während Redispatch-Perioden in der Fallstudie „Ruhr“ unter verschiedenen Niveaus dynamischer Netzentgelte

Im Cluster „Ruhr“ zeigt die Baseline ohne Netzentgelte, dass die BESS-Anlage auf Nettobasis netzschädlich ist. Dies liegt daran, dass in den Perioden, in denen eine Entladung erforderlich wäre, die erneuerbaren Energien, insbesondere Wind, die die Engpässe und den Redispatch-Bedarf verursachen, tendenziell den Preis senken. Die Anwendung der dynamischen Netzentgelte hat jedoch einen noch ausgeprägteren Effekt als im Cluster „Büttel“: Bereits mit einem moderaten Netzentgelt kann das Einsatzverhalten in eine netto netzdienliche Ausrichtung umgewandelt werden, wobei der Effekt auch hier beim 4h-System am stärksten ausgeprägt ist.

4.6 Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf BESS-Margen

Als zweite zentrale Ergebnisdimension bewertete Baringa die Auswirkungen der dynamischen Netzentgelte auf die Bruttomargen der BESS-Anlagen. Hierzu betrachtete Baringa die prozentuale Veränderung der Bruttomargen zwischen der Baseline ohne Netzentgelte und den verschiedenen modellierten Konfigurationen und Netzentgeltelniveaus, wobei die Auswirkungen auf Markterlöse und Netzentgelterlöse getrennt ausgewiesen werden.

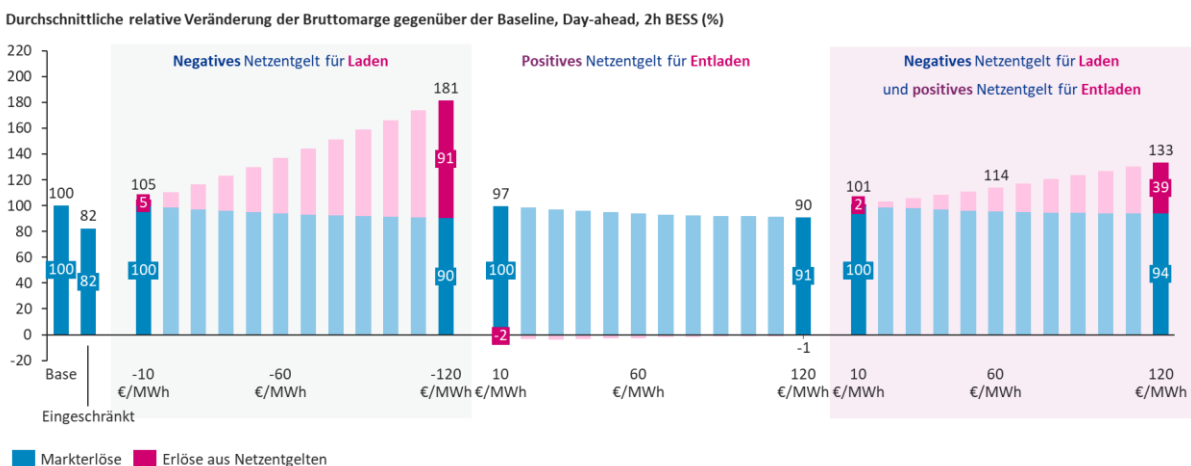


Abbildung 7 – Durchschnittliche relative Veränderung der Bruttomarge gegenüber der Baseline für den „Büttel“-Fall in der 2h-BESS-Konfiguration unter verschiedenen Niveaus dynamischer Netzentgelte

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einseitiger Anwendung eines negativen Netzentgelts in der netzdienlichen Richtung ein relativ großer Erlöszuwachs aus den Netzentgeltzahlungen entsteht, was einen erheblichen Kostentransfer aus dem System darstellt, der kompensiert werden muss. Bei einseitiger

Anwendung des Netzentgelts in der netzschädlichen Richtung ist eine erhebliche Auswirkung auf die Margen festzustellen, bei relativ geringen Nettozahlungen an den Systembetreiber. Dies deutet darauf hin, dass das BESS in diesem Szenario schlicht weniger betrieben wird und die mit Abschreckungsentgelten belegten Perioden meidet. Bei symmetrischer Anwendung von Netzentgelten in beide Richtungen ist die relative Auswirkung auf die Bruttomargen moderater, abhängig vom gewählten Netzentgeltniveau.

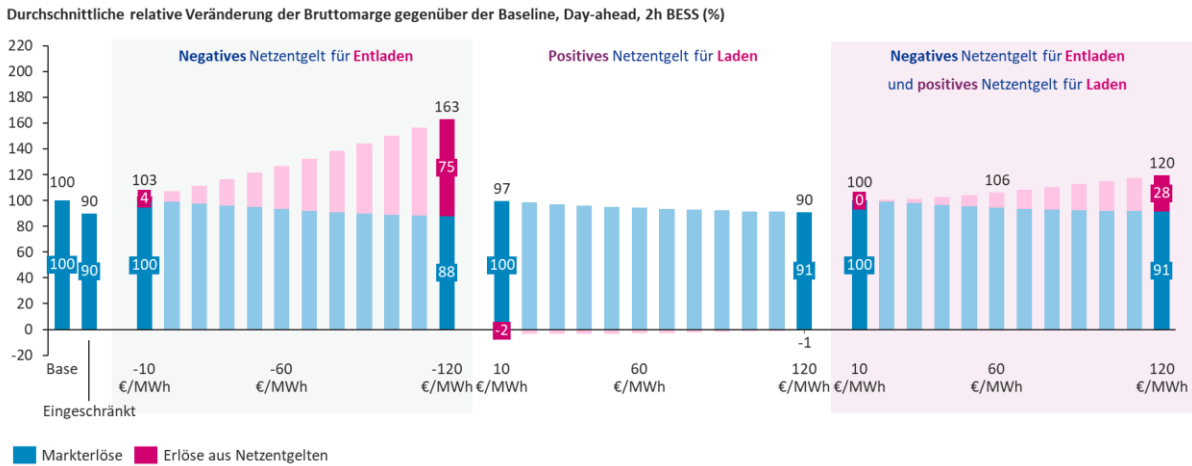


Abbildung 8 – Durchschnittliche relative Veränderung der Bruttomarge gegenüber der Baseline für den „Ruhr“-Fall in der 2h-BESS-Konfiguration unter verschiedenen Niveaus dynamischer Netzentgelte

Die Ergebnisse für das Cluster „Ruhr“ zeigen die gleiche Richtung der Auswirkungen auf die Bruttomargen wie im Cluster „Büttel“, jedoch ist der relative Anstieg bei symmetrischer Netzentgeltanwendung insgesamt moderater.

4.7 Kosten reduzierter Redispatch-Anforderungen

Für jede zusätzliche netzdienliche Einsatzentscheidung, die das BESS aufgrund der dynamischen Netzentgelte trifft, könnten damit die Redispatch-Anforderungen an diesem Netzknoten reduziert werden. Die Kosten der dynamischen Netzentgelte für das System im Verhältnis zu den Nettovolumina des zusätzlich netzdienlichen Einsatzes gegenüber der Baseline ohne Netzentgelte können einen ersten Hinweis auf die Kosteneffizienz der getesteten dynamischen Netzentgelte im Verhältnis zu den Redispatch-Kosten geben.

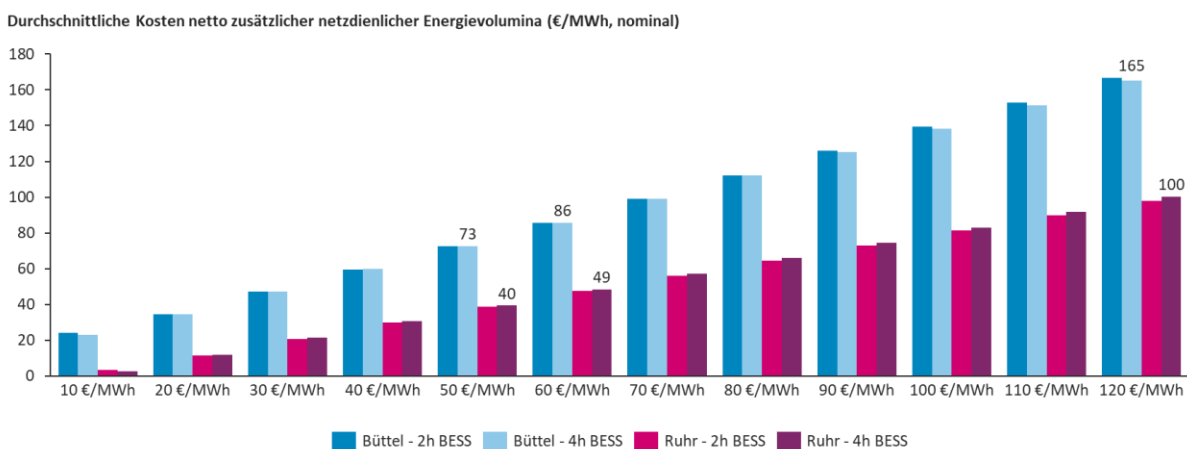


Abbildung 9 – Durchschnittliche Kosten netto zusätzlicher netzdienlicher Energievolumina auf Basis der symmetrischen dynamischen Netzentgelte



Die Ergebnisse zeigen, dass bei Anwendung des dynamischen Netzentgelts in beide Richtungen die Kosten der zusätzlichen netzdienlichen Energievolumina mit steigendem dynamischem Netzentgelt linear zunehmen. Die Werte sind im Cluster „Ruhr“ deutlich niedriger, was widerspiegelt, dass die dynamischen Netzentgelte in diesem Szenario insgesamt eine stärkere Wirkung auf die Verbesserung der Netto-Netzdienlichkeit von BESS-Anlagen haben.

Im Fall „Büttel“ können die Kosten der netto zusätzlichen netzdienlichen Energiemengen mit der Einsparung von Redispatch-Kosten in Verbindung gebracht werden; es gibt überschüssige Energie im Norden, die nicht abtransportiert werden kann. Die zusätzliche Beladung der BESS trägt dazu bei, einen Teil dieser Energie aufzunehmen, was wiederum bedeutet, dass weniger Windstromerzeugung abgeregelt werden müsste. Im Hinblick auf die gesamtmärklichen Dynamiken entsteht dadurch zudem eine zusätzliche Nachfrage während dieser Perioden, die dazu beiträgt, das Marktangebot zu erhöhen. Solange dieses zusätzliche Angebot nicht auf derselben Seite der Netzengpassstelle liegt, spart die BESS Redispatch-Kosten ein.

Für die Situation im Süden ist der Zusammenhang mit Redispatch-Kosten weniger eindeutig. Positiver Redispatch ist in der Regel kein direktes Mittel zur Behebung von Netzengpässen, sondern wirkt vielmehr dem Energieungleichgewicht entgegen, das durch die Abregelung von Erzeugung entstanden ist und seinerseits für die Engpässe verantwortlich ist. Während zusätzliche Erzeugung in diesen Perioden südlich der Engpässe als netzdienlich betrachtet werden kann und durch einen dynamischen Netzentgeltanreiz im Großhandelsmarkt stimuliert würde, kann diese Erzeugung andere Erzeugungsmengen im Markt auf beiden Seiten des Engpasses verdrängen. Ersetzt sie marktbasierend erzeugte Mengen nördlich des Engpasses, wirkt sie direkt engpassmindernd und senkt somit die Redispatch-Kosten. Ersetzt sie hingegen marktbasierend erzeugte Mengen südlich des Engpasses (z. B. thermische Anlagen), reduziert sie die erforderlichen Redispatch-Mengen nicht zwingend, kann jedoch dazu beitragen, günstigere Redispatch-Quellen verfügbar zu machen. Dieser Effekt kann insbesondere dann von Bedeutung sein, wenn ein erhebliches Volumen an BESS zusätzliche Flexibilität bereitstellt, indem es „blockhafte“ thermische Anlagen verdrängt.

Insgesamt gibt ein Vergleich der durchschnittlichen Kosten mit den historischen Kosten von Redispatch-Maßnahmen in Deutschland (siehe Abbildung 10) einen Hinweis darauf, dass die Einführung dynamischer Netzentgelte die Systemkosten insgesamt senken könnte. Da die Redispatch-Kosten je nach Anlage unterschiedlich ausfallen, wären für eine fundierte Bewertung zusätzliche Analysen zu den Kosten der marginalen Redispatch-Mengen erforderlich, die durch einen netzfreundlichen Einsatz verdrängt werden – ergänzt um etwaige zusätzliche Kosten eines verbleibenden netzunfreundlichen BESS-Einsatzes. Dies könnte dazu genutzt werden, die Auswirkungen auf die Systemkosten zu validieren und das optimale Niveau der Netzentgelte zu bestimmen.

Durchschnittliche historische monatliche Redispatch-Kosten in Deutschland (€/MWh, nominal)

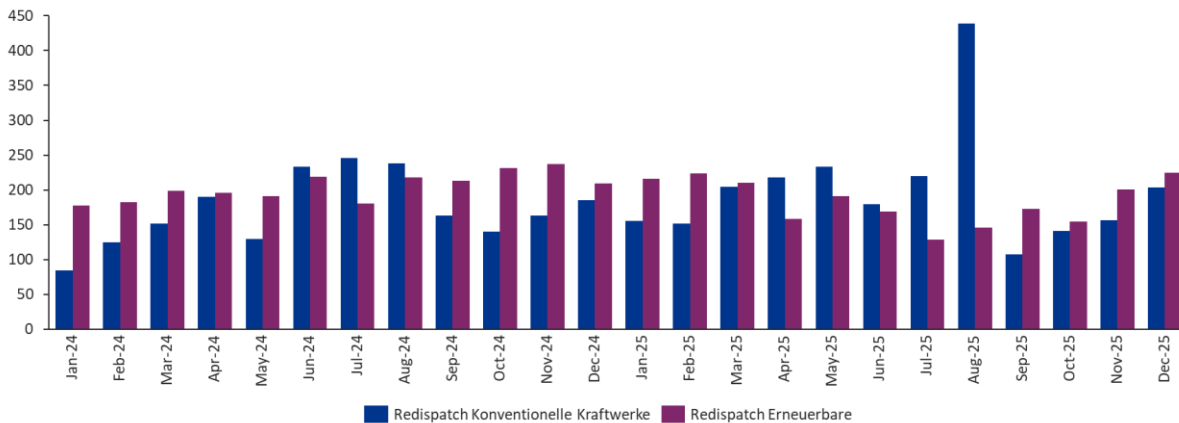


Abbildung 10 – Durchschnittliche historische monatliche Redispatch-Kosten in Deutschland¹³

4.8 Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse

Die zentralen Ergebnisse der Modellierung sind:

- Für eine BESS-Anlage im Norden (dargestellt durch das Cluster „Büttel“) ist das Baseline-Einsatzverhalten des BESS ohne Netzentgelte bereits auf Nettobasis netzdienlich, d.h. es gibt mehr Perioden netzdienlichen als netzschädlichen Verhaltens, und das BESS trägt somit netto zur Reduzierung der Redispatch-Volumina bei. Der Hauptgrund dafür ist, dass die Windstromerzeugung, die Engpässe und Redispatch verursacht, im Durchschnitt auch zu niedrigeren Strompreisen führt, was ein stärkeres Signal für das Laden und gegen das Entladen erzeugt;
- Alle drei untersuchten Netzentgelttypen wirken auf eine Erhöhung der Netto-Netzdienlichkeit des BESS-Einsatzes hin, wobei die symmetrische Anwendung negativer und positiver Netzentgelte die größte Wirkung hat;
- Mit steigendem Niveau des dynamischen Netzentgelts nimmt der marginale Zuwachs an Netto-Netzdienlichkeit ab, was auf ein moderates Optimum des dynamischen Netzentgelts hindeutet, das den größten Zuwachs an Netzdienlichkeit im Verhältnis zur Auswirkung auf die BESS-Margen und die Systemkosten erzeugt; und
- Die Einführung eines negativen Netzentgelts in der netzdienlichen Richtung kann negative Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf die Bruttomargen abmildern und – abhängig vom festgelegten Niveau – ein moderates Erlöspotenzial bieten.

Die Kosten der netto zusätzlichen netzdienlichen Energievolumina, die von BESS-Anlagen aufgrund dynamischer Netzentgelte eingesetzt werden, können die Netto-Redispatch-Anforderungen reduzieren. Obwohl die Analyse der Auswirkungen auf die Systemkosten weiter vertieft werden müsste, gibt die Belastung des Systems durch die dynamischen Netzentgelte einen Hinweis darauf, dass diese Maßnahme zur Senkung der gesamten Redispatch-Kosten im Vergleich zum Baseline-Szenario ohne anreizorientierte Netzentgelte oder Einsatzbeschränkungen beitragen könnte.

¹³ Basierend auf frei zugänglichen Daten von smard.de

5. Regulatorische Ausgestaltungsoptionen und politische Empfehlungen

Aufbauend auf der detaillierten Analyse in Kapitel 4 behandelt dieses Kapitel die zentralen Empfehlungen an die BNetzA zur Gestaltung wirksamer dynamischer Preisstrukturen für BESS-Anlagen, die netzdienliches Verhalten maximieren und gleichzeitig negative Auswirkungen auf den künftigen Business Case minimieren.¹⁴ Diese Empfehlungen sind in drei Kategorien gegliedert:

- Empfehlungen zur Gestaltung dynamischer Netzentgelte
- Zusammenspiel mit bestehenden Marktsignalen, und
- Umsetzungsempfehlungen

Diese Empfehlungen sollten als wichtige Grundlage dienen, um den bisher noch wenig konkreten Vorschlag der Orientierungspunkte weiter auszugestalten und in eine detaillierte Systematik der Netzentgelte einzufließen.

5.1 Empfehlungen zur Gestaltung der Netzentgelte

Empfehlung 1: Symmetrische Preisgestaltung ist entscheidend	<p>Empfehlung 1a: Symmetrische Preisgestaltung – wie von der BNetzA vorgeschlagen – bietet die optimale Struktur für dynamische Netzentgelte, sowohl hinsichtlich der höchsten Nettoverbesserungen im netzdienlichen Verhalten im Vergleich zum netzschädlichen Verhalten als auch hinsichtlich einer netto neutralen bis leicht positiven wirtschaftlichen Auswirkung für BESS-Anlagen. Dies schafft Vorteile für die ÜNBs und stellt gleichzeitig sicher, dass der Geschäftsfall für BESS-Anlagen in ganz Deutschland aufrechterhalten wird. Angesichts der zentralen Rolle, die BESS-Anlagen bei der Reduzierung von Netzengpässen spielen, ist es von entscheidender Bedeutung, die Attraktivität des BESS-Investitionsfalls zu erhalten.</p> <p>Empfehlung 1b: Das Erlöspotenzial (negativer Saldo) für Speicheranlagen darf nicht gedeckelt werden: Es kompensiert entgangene Markterlöse und ist der primäre Hebel zur Förderung netzdienlichen Verhaltens. Eine Deckelung des Erlöspotenzials bei höheren Preispunkten birgt das Risiko, BESS-Margen zu erodieren. Anstatt das Erlöspotential zu deckeln, sollte die gesamte symmetrische Preisspanne (Unter- und Obergrenze) begrenzt werden; die Modellierung deutet auf abnehmende verhaltensorientierte Erträge jenseits eines bestimmten Preispunktes hin.</p>
--	---

¹⁴ Die Regulatorischen Ausgestaltungsoptionen wurden von Akaysha Energy und DWR eco basierend auf der vorangegangenen Analyse von Baringa verfasst.



Empfehlung 2: Die Bestimmung des angestrebten Niveaus der „Netzdienlichkeit“ wird den Preispunkt bestimmen	Empfehlung 2a: Die BNetzA und die ÜNBs müssen gemeinsam das Zielniveau des netzdienlichen Verhaltens definieren, bevor der Preispunkt festgelegt wird. Die Modellierung zeigt, dass höhere symmetrische Entgelte mehr netzdienliche Stunden bewirken, jedoch bei fehlender Begrenzung das Risiko unverhältnismäßiger Marktverzerrungen bergen.
	Empfehlung 2b: Der Preispunkt sollte so kalibriert werden, dass der finanzielle Transfer von den ÜNBs an die BESS-Betreiber dem Wert der vermiedenen Redispatch-Kosten entspricht.
Empfehlung 3: Netzentgelte müssen nicht vollständig dynamisch sein, um netzdienliches Verhalten zu fördern	Empfehlung 3a: Statisch festgelegte dynamische Netzentgelte (d.h. über einen festen Zeitraum statt pro 15-Minuten-Intervall) können bedeutsame Verbesserungen des netzdienlichen Verhaltens bewirken, bei gleichzeitig deutlich geringerer Implementierungskomplexität und geringerem Prognoserisiko. Ein semi-statischer Ansatz vereinfacht zudem die administrative Komplexität der Einführung dynamischer Netzentgelte, was unserer Einschätzung nach für die ÜNBs wichtig sein wird und einen schnelleren Einführungsprozess unterstützt.
Empfehlung 4: Regionale Differenzierung in der Preisgestaltung wird notwendig sein, um standortbedingte Unterschiede im Redispatch-Bedarf zu steuern	Empfehlung 4a: Das geeignete Maß regionaler Granularität muss durch weitere Prognosen und Modellierungen des künftigen Erzeugungsmixes in den Teilregionen und Knoten der ÜNB bestimmt werden.
	Empfehlung 4b: Preissignale müssen richtungskorrekt sein: Das Entgelt jeder Region sollte auf die zentrale Redispatch-Richtung (entweder Aufwärts- oder Abwärts-Redispatch) abzielen, nicht auf beide gleichzeitig.
	Empfehlung 4c: Einmal definiert, sollten die regionalen Grenzen für die Lebensdauer der Anlage festgeschrieben bleiben, um das regulatorische Risiko für Investoren zu eliminieren.
Empfehlung 5: Dynamische Netzentgelte sollten auch als Mechanismus zur Reduzierung der Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion betrachtet werden	Empfehlung 5a: Der Wert des erhöhten netzdienlichen Verhaltens sollte auch als Mechanismus betrachtet werden, der zur Reduzierung der Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion eingesetzt werden kann. Durch den Anreiz von BESS, in Perioden des negativen Redispatch zu laden und in Perioden des positiven Redispatch zu entladen, können Speicher zu einer effizienteren Netznutzung beitragen, Engpässe und Redispatch-Volumina reduzieren und damit die Systemkosten senken.
	Empfehlung 5b: Sollte die BNetzA beschließen, das Erlöspotenzial der Anreizkomponente zu deckeln, sollte ein etwaiger Überschuss jährlich gegen die Finanzierungskomponente des Netzentgelts verrechnet werden, um das Ertragspotential für Anlagenbetreiber innerhalb des Gesamtregimes zu erhalten.

	<p>Empfehlung 5c: Im Zuge der Weiterentwicklung des Festlegungsentwurfs sollte die BNetzA die Wechselwirkung zwischen der Entgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion und der Anreizfunktion weiter prüfen und untersuchen, wie netzdienliches Verhalten von BESS die Gesamtentgeltkomponente reduzieren kann.</p>
<p>Empfehlung 6: Dynamische Netzentgelte können die Notwendigkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen erübrigen</p>	<p>Empfehlung 6a: Dynamische Netzentgelte können ein wirtschaftliches Preissignal darstellen, das dasselbe Verhalten anreizt, das ansonsten durch Beschränkungen des Betriebs über eine FCA gesteuert würde. Während FCAs lediglich darauf ausgelegt sind, netzschädliches Verhalten zu reduzieren, können dynamische Entgelte auch die Häufigkeit netzdienlichen Verhaltens erhöhen. Dynamische Netzentgelte können zudem den ÜNBs mehr Sicherheit über das Verhalten eines BESS geben, was auch eine Reduzierung von Rampenrisiken zur Folge hätte. Sie würden als wirtschaftliches Instrument zur „Fahrplan-Einfrierung“ fungieren, da sie das optimale Verhalten eines BESS über den Zeitraum bestimmen.</p> <p>Empfehlung 6b: Ungeachtet der oben genannten Punkte wird es, sofern FCAs weiterverfolgt werden, von entscheidender Bedeutung sein, dass sie so gestaltet werden, dass sie dynamische Netzentgelte ergänzen und nicht mit ihnen konkurrieren. Sie müssen zudem so konzipiert sein, dass sie das Ertragspotenzial dynamischer Netzentgelte nicht beschränken.</p>

5.2 Empfehlungen zur wirksamen Integration in bestehende Märkte

<p>Empfehlung 7: Vorhersehbarkeit und Transparenz sind notwendig, um wirksame Signale zu steuern</p>	<p>Empfehlung 7a: Damit dynamische Netzentgelte das Verhalten effektiv steuern können, müssen die Signale vorhersehbar und transparent sein. Sie sollten mindestens im Voraus veröffentlicht werden, idealerweise auf Day-Ahead-Basis, und auf einer klar definierten und stabilen Methodik beruhen.</p>
	<p>Empfehlung 7b: Klarheit über die Berechnungsmethode muss geschaffen werden, um Finanzierungsrisiken zu minimieren. Dies sollte mögliche Volatilitätsbänder und die Wechselwirkung zwischen Finanzierungs- und Anreizkomponenten umfassen.</p>

<p>Empfehlung 8: Dynamische Netzentgelte dürfen die Erlösstapelung (Revenue Stacking) nicht beeinträchtigen</p>	<p>Empfehlung 8a: BESS optimieren selten gegen einen einzelnen Erlösstrom. Stattdessen sind sie auf die Erlösstapelung über Energiearbitrage, Primärregelleistung (FCR), automatische Frequenzwiederherstellungsreserve (aFRR) und andere Märkte angewiesen. Wenn dynamische Netzentgelte mit höherwertigen Systemdienstleistungsverpflichtungen in Konflikt geraten, kann die Verhaltensreaktion eingeschränkt sein. Das dynamische Netzentgelt-Anreizsignal muss daher im Verhältnis zum Erlösgewicht der FCR-Kapazitätzahlungen, der aFRR-Erlöse und der Intraday-Arbitragemargen bewertet werden. Nur wenn die engpassbezogene Komponente den marginalen Nettowert alternativer Einsatzoptionen spürbar beeinflusst, werden Betreiber ihr Verhalten anpassen. Andernfalls könnten Speicheranlagen weiterhin lukrativere Märkte priorisieren.</p>
	<p>Empfehlung 8b: Die BNetzA sollte auch prüfen, ob die Erbringung bestimmter Dienstleistungen – wie aFRR – von dynamischen Netzentgelten befreit werden sollte. Dies würde etwaige negative Erlösrisiken reduzieren, die BESS-Betreiber für die Erbringung systemkritischer Sicherheitsdienstleistungen eingehen könnten, die im selben Zeitraum der Richtung des dynamischen Netzentgelts entgegenstehen.</p>

5.3 Umsetzungsempfehlungen

<p>Empfehlung 9: Es bedarf einer konsistenten Transparenz- und Prognoseobliegenheit für die ÜNB</p>	<p>Empfehlung 9a: Prognosedaten der ÜNB sollten in standardisierter, zugänglicher Form veröffentlicht werden, um Projektentwickler bei der Planung neuer Anlagen unter dem einzuführenden Netzentgeltregime zu unterstützen.</p>
<p>Empfehlung 10: Die BNetzA sollte Pilotmöglichkeiten in Betracht ziehen</p>	<p>Empfehlung 10a: Vor einer deutschlandweiten Einführung dynamischer Netzentgelte sollte die BNetzA in Zusammenarbeit mit den ÜNB und BESS-Betreibern ein strukturiertes Pilotprogramm über mehrere repräsentative geografische Teilregionen hinweg initiieren. Das Pilotprogramm würde dazu beitragen, Unterschiede in Redispatch-Mustern und BESS-Einsatzverhalten zu erfassen und die geeignete Kalibrierung eines dynamischen Netzentgeltmodells zu ermöglichen.</p>





Autoren

Akaysha Energy

Paul Curnow

Chief Commercial Officer and Managing Director
paul.curnow@akayshaenergy.com

Tim O'Sullivan

General Manager, Energy Market Software Development
tim.osullivan@akayshaenergy.com

Emma Fagan

General Manager, Policy and Regulatory Affairs
emma.fagan@akayshaenergy.com

Tom Franks

Senior Commercial Manager -Germany
thomas.franks@akayshaenergy.com

DWR eco

Marcel Florian Loehr

Public Affairs Consultant
loehr@dwr-eco.com

Baringa

Dr. Marc Daube

Director, Energy Markets Advisory Germany
marc.daube@baringa.com



Wichtiger Hinweis und Haftungsausschluss

Akaysha Energy Pty Ltd (Akaysha), ihre Geschäftsführung, Mitarbeitenden, Auftragnehmenden und Vertretenden übernehmen keinerlei Verantwortung oder Haftung gegenüber Personen oder Empfänger:innen (sei es aufgrund von Fahrlässigkeit, fahrlässigen Fehlinformationen oder aus anderen Gründen) im Zusammenhang mit Aussagen, Meinungen oder Informationen, die ausdrücklich oder stillschweigend aus dieser Präsentation hervorgehen, darin enthalten sind oder daraus abgeleitet werden, oder die in dieser Präsentation fehlen. Weder Akaysha noch ihre Berater:innen haben die in dieser Präsentation enthaltenen Informationen, einschließlich der Prognosen, Aussichten und Hochrechnungen, unabhängig verifiziert.

Alle Empfänger:innen sind angehalten, sich ausschließlich auf eigenes Wissen, eigenen Untersuchungen, eigenes Urteil und eigene Einschätzung der Sachverhalte zu verlassen, die Gegenstand dieses Dokuments sind, sowie auf alle Informationen, die im Zusammenhang mit weiteren Nachforschungen zur Verfügung gestellt werden, und sich von der Richtigkeit und Vollständigkeit dieser Sachverhalte selbst zu überzeugen.

Obwohl jede Anstrengung unternommen wird, um sicherzustellen, dass die in diesem Dokument enthaltenen Tatsachenaussagen korrekt sind, beruhen alle Schätzungen, Hochrechnungen, Prognosen, Aussichten, Meinungsäußerungen und sonstigen subjektiven Beurteilungen in diesem Dokument auf Annahmen, die zum Zeitpunkt des Dokuments, in dem sie enthalten sind, als angemessen erachtet wurden, und dürfen nicht als Zusicherung ausgelegt werden, dass die darin genannten Sachverhalte eintreten werden. Alle in diesem Dokument erwähnten Pläne, Hochrechnungen oder Prognosen können aufgrund verschiedener Risikofaktoren möglicherweise nicht erreicht werden, einschließlich, aber nicht beschränkt auf rechtliche oder regulatorische Risiken, Marktvolatilität, Sektorvolatilität, Unternehmensmaßnahmen oder die Nichtverfügbarkeit vollständiger und genauer Informationen.

akayshaenergy.com