

Kooperationsforum Großbatteriespeicher

Ein gemeinsames Diskussionspapier zu aktuellen
Herausforderungen und tragfähigen Lösungen

Kooperationsforum Großbatteriespeicher

Ein gemeinsames Diskussionspapier zu aktuellen Herausforderungen und tragfähigen Lösungen

Folgende Unternehmen haben sich am Kooperationsforum beteiligt und einen Beitrag zur Erarbeitung der Lösungen geleistet:



Die Inhalte des Diskussionspapiers stellen eine neutrale Zusammenfassung der Diskussion im Forum dar. Sie bilden daher unterschiedliche Perspektiven ab, spiegeln jedoch nicht zwangsläufig die Positionen, Meinungen oder Interessen einzelner teilnehmender Unternehmen wider.

Die dargestellten Lösungsansätze wurden von der FfE auf Grundlage der Diskussion sowie eigener Analysen entwickelt und mit den Teilnehmenden konsultiert. Die Zustimmung der Forumsmitglieder zu den Lösungsansätzen und Kernaussagen wurde an den entsprechenden Stellen im Dokument kenntlich gemacht.

Executive Summary

Das vorliegende Diskussionspapier ist ein Ergebnis des Kooperationsforums Großbatteriespeicher und richtet sich an Politik und Regulierungsbehörden ebenso wie Netzbetreiber und Vertreter:innen der Speicherbranche. Das Forum wurde im August 2025 von der FfE ins Leben gerufen, als sich die Meldungen über Speicherboom und Netzanschluss-Knappheit überschlugen. In einer Situation mit viel Unsicherheit und teils scharf geführten Debatten wurde ein Raum geschaffen, um eine neutrale Bestandsaufnahme der Herausforderungen zu ermöglichen, die Diskussionen eine Ebene tiefer zu legen und gemeinsam strukturiert an Lösungen zu arbeiten. In Rücksprache mit den involvierten Akteuren wurden die Schwerpunktthemen für das Kooperationsforum abgesteckt. Über 50 Unternehmen aus Netz- und Speicherbranche haben sich am Forum beteiligt und einen Beitrag in vier Handlungsfeldern geleistet. Die Diskussion wurde konstruktiv geführt, da die Unternehmen die Grundauffassung verbindet, dass Großbatteriespeicher ein wertvoller Baustein des zukünftigen Energiesystems sind und eine Netzintegration mit den richtigen Werkzeugen gelingt.

Nicht alle diskutierten Lösungen sind von einem breiten Konsens getragen. Jedoch hat die gemeinsame Arbeit im Forum die Mitglieder für Herausforderungen des Anderen sensibilisiert und es ermöglicht, Lösungsansätze aus Umsetzungsperspektive in allen Facetten zu erörtern. Die FfE steuerte als neutrale, koordinierende Instanz Hintergrundrecherchen und wissenschaftliche Analysen bei, um Verständnis bezüglich der Wirkzusammenhänge und systemischen Effekte zu schaffen. Parallel zu den Arbeiten innerhalb des Forums fand ein stetiger Austausch mit Ministerien, Verbänden und der Regulierungsbehörde statt. Auf den folgenden Seiten sind die drängendsten Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze je Handlungsfeld kurz skizziert. Ein detailliertes Stimmungsbild zu den Lösungsbausteinen findet sich im Hauptteil des Papiers.

Regulatorische Umbrüche und starke Wechselwirkungen

Parallel zur Forumsarbeit durchliefen die regulatorischen Rahmenbedingungen in den zentralen Handlungsfeldern tiefgreifende Veränderungen. Stand Februar 2026 steht ein Netzanschlusspaket aus dem Bundeswirtschaftsministerium kurz bevor. Mit FCAS werden zwar Erfahrungen gemacht, ein klares politisches Zielbild für die Vereinbarungen fehlt aber noch. Parallel laufen die Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur „AgNes“ und MiSpel“, wobei hier ebenfalls das konkrete Zielbild für viele Außenstehende noch nicht klar ist. Die Arbeit im Forum hat deutlich gemacht, dass die Akzeptanz der beteiligten Unternehmen erheblich von der Detailausgestaltung der Lösungsbausteine abhängt. Gleichzeitig existieren zwischen den Handlungsfeldern teils starke Wechselwirkungen, weshalb es nahezu unmöglich ist, Detailfestlegungen in einem Bereich zu treffen, solange nicht die Rahmenbedingungen in anderen Bereichen abgeschätzt werden können. Es ist daher umso wichtiger, dass sich Politik und Regulierungsbehörde zu den entscheidenden Fragen eng abstimmen und Praxisperspektiven in ihren Vorschlägen berücksichtigen.



Netzanschlussanfragen

Insbesondere durch viele Netzanschlussanfragen von Großbatteriespeichern, die teils schon in einer sehr frühen Phase der Projektentwicklung gestellt werden, ist die Netzanschlusssituation in Deutschland aktuell stark angespannt. Speicher wurden mittlerweile aus dem Anwendungsbereich der KraftNAV herausgenommen, jedoch ohne spezifische Nachfolgeregelungen zu schaffen. Auch im Verteilnetz, wo Anlagen auch bisher nicht unter die KraftNAV fielen, herrscht Unzufriedenheit über unvollständige Anträge, unpassende, vielerorts analoge Prozesse und verzögerte Rückmeldungen. Wir schlagen daher fünf Bausteine für ein zukunftsfähiges Netzanschlussverfahren vor, die sich in vielen Teilen im kürzlich veröffentlichten [Konzept der Übertragungsnetzbetreiber](#) sowie im Referentenentwurf des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens wiederfinden. Einheitliche Reifegradkriterien und finanzielle Ernsthaftigkeitsnachweise sollen dazu beitragen, die bestehenden Antragsstapel deutlich zu konsolidieren. Um Anlagen auch nach politischen Vorgaben priorisieren zu können, ist es außerdem notwendig, die Anträge zukünftig gesammelt in einem turnusmäßigen Verfahren zu bewerten. Für eine politische Priorisierung skizzieren wir verschiedene Ausgestaltungsvarianten und machen Vorschläge für eine transparente Kartendarstellung von verfügbaren Anschlusskapazitäten. Die Anwendung der Werkzeuge – und damit der Umsetzungsaufwand – liegt in letzter Instanz bei den Netzbetreibern. Um für alle beteiligten Parteien Rechtssicherheit zu schaffen, müssen die regulatorischen Vorgaben an das Netzanschlussverfahren allerdings belastbar und unmissverständlich sein.



Flexible Netzanschlussvereinbarungen

Aktuell werden Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) eingesetzt, um verschiedenste Herausforderungen bei der Netzintegration von Speichern zu adressieren: Von der Beschleunigung des Netzanschlusses über die Sicherung der Netzstabilität bis hin zur nachhaltigen Reduktion der Netzausbaukosten. Das uneinheitliche Zielbild führt aktuell zu einer sehr heterogenen Ausgestaltung von FCAs, was zur Diskriminierung zwischen Projekten und Standorten führen kann. Die Situation birgt ebenfalls ein Risiko in Bezug auf einen übermäßigen (ineffizienten) Eingriff in den Speicherbetrieb – insbesondere beim heute verschärften Wettbewerb um freie Kapazitäten. Dabei sind FCAs ein wichtiges Instrument zur Netzintegration von Speichern. Wir empfehlen daher eine stärkere Standardisierung der Restriktionen, die in FCAs vereinbart werden können, und schlagen mögliche Eckpunkte für eine sachgerechte Kompensation der Einschränkungen vor. Beides wären ebenfalls Grundlagen, um FCAs als vollwertiges Instrument im Engpassmanagement einzusetzen. Zudem wäre eine Klarstellung durch die Regulierungsbehörde zum Einsatz von FCAs zur Reduktion des Netzausbaubedarfs im Sinne der zielgerichteten Ausgestaltung wünschenswert.

3

Speichernetzentgelte

Die Arbeit in diesem Handlungsfeld stützte sich auf das von der Bundesnetzagentur im Mai 2025 veröffentlichte [Diskussionspapier](#) zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Nicht mehr berücksichtigt werden konnten die im Januar 2026 veröffentlichten [Orientierungspunkte zu den Speichernetzentgelten](#). Im Handlungsfeld wurde die Wirkung der einzelnen Vorschläge aus dem Diskussionspapier auf Speicher diskutiert und Vorschläge für die Ausgestaltung für Speicher erarbeitet. Bei der Einführung von Einspeiseentgelten auf anschlussbezogene Komponenten lässt sich eine Doppelbelastung nur vermeiden, wenn eine Sonderregelung für Speicher geschaffen wird oder Gebiete definiert werden, in denen Speicher jeweils das eine oder das andere zahlen. Für den Kapazitätspreis wurde festgehalten, dass dieser im Vergleich zum heutigen Leistungspreis weder Vor- noch Nachteile für den Speicher hat. Es besteht jedoch in der statischen Ausgestaltung das Risiko der wirtschaftlichen Überforderung, insbesondere wenn Einschränkungen durch FCAs bestehen. Durch Rabatte auf Netzentgelte beim Abschluss eines FCAs ließen sich die finanziellen Auswirkungen schmälern. Allerdings bräuchte es dafür eine gewisse Standardisierung für die Ausgestaltung von FCAs. Für einen dynamischen Arbeitspreis empfiehlt sich eine symmetrische, vorzeichengerechte Erhebung, um Verzerrung zu vermeiden.

4

Co-Location

Co-Location wird verstärkt als Lösung zur effizienten Nutzung knapper Netzanschlüsse sowie zur Integration und Refinanzierung von EE-Anlagen diskutiert. Durch diverse Anlagenkonstellationen, Speicherbetriebsweisen, sowie Betreiberverhältnisse ergeben sich jedoch Herausforderungen in der praktischen Umsetzung sowie für eine passende Regulatorik, insbesondere im oft angestrebten Multi-Use-Fall. Im Handlungsfeld wurden fünf Ansätze zur Hebung von Co-Location-Potenzialen erarbeitet. Im Netzanschlussprozess betrifft dies eine Transparenzerhöhung hinsichtlich Potenzialstandorten und Anpassungen zur ausreichenden Abbildung in Antragsformularen sowie Guidance im Hinblick auf diverse Anlagenkonstellationen. Ebenfalls stellen wir verschiedene Zielbilder vor, nach denen eine Priorisierung von Co-Location-Projekten in der Netzanschlussreihenfolge erfolgen kann. Für Co-Location-Speicher ist das „MiSpeL“-Verfahren ein wichtiger Treiber, um Saldierungsmöglichkeiten oder EEG-Fördertatbestände im Multi-Use Fall zu erhalten. Dabei erachten wir eine Erweiterung bzw. konsequente Anwendung der MiSpeL als sinnvoll (z.B. auch in Bezug auf Netzentgeltregelungen für Speicher). Die räumliche Positionierung des Speichers am Netzanschlusspunkt bietet Potenziale zur zeitlichen Verschiebung der EE-Einspeisung anhand der Netzsituation, bedarf aber entsprechender Signale. FCAs sehen wir als Schlüsselement zielgerichteter Co-Location, auch im Hinblick auf ihre Möglichkeit zur Festlegung von Interaktions- und Priorisierungsregeln zwischen den Anlagen. Für Redispatch ist eine Festlegung auf den Netzanschluss als Bezugspunkt zu empfehlen. Die Ansätze adressieren Gesetzgeber, Bundesnetzagentur und Netzbetreiber und zielen auf eine regulatorisch und verfahrenstechnisch klar geregelte und transparente Grundlage ab.

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Diskussionspapier aus dem Kooperationsforum Großbatteriespeicher

Veröffentlicht am

18.02.2026

Projektleitung

Timo Kern
Vincenz Regener

Bearbeiter:innen

Nele Maas
Nora Amer
Christoph Müller
Michael Hinterstocker

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Projektpartner

Bitte zitieren als

FfE (2026): Kooperationsforum Großbatteriespeicher –
Ein gemeinsames Diskussionspapier zu aktuellen
Herausforderungen und tragfähigen Lösungen

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
1 Hintergrund und Motivation	9
2 Vorgehen im Kooperationsforum Großbatteriespeicher	10
3 Das Verhalten von Speichern im Stromsystem	11
4 Netzanschlussanfragen	13
4.1 Aktueller regulatorischer Rahmen	13
4.1.1 Verfahren nach KraftNAV	13
4.1.2 Weitere angewandte Verfahren	14
4.2 Bisherige Initiativen zur Weiterentwicklung des Verfahrens	15
4.2.1 Referentenentwurf des BMWK vom 27.08.2024	15
4.2.2 Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen der BNetzA	15
4.3 Diskutierte Lösungsbausteine	15
4.3.1 Transparenz zu Kapazitäten mittels Karten	16
4.3.2 Turnusmäßige Clusterstudien	17
4.3.3 Strategische Priorisierung von Anlagen	18
4.3.4 Einheitlicher Reservierungsprozess im Verteilnetz	19
4.3.5 Finanzielle Ernsthaftigkeitsnachweise	20
4.3.6 Big-Picture Netzanschlussverfahren	21
5 Flexible Netzanschlussvereinbarungen	23
5.1 Motivation und regulatorischer Rahmen	23
5.2 Ausgestaltung von FCAs	24
5.2.1 Temporäre Leistungsrestriktionen	24
5.2.2 Weitere Restriktionen	25
5.2.3 Herausforderungen beim Abschluss von FCAs	25
5.3 Diskutiertes Zielbild	26
5.3.1 Stärkere Standardisierung von Restriktionen in FCAs	26
5.3.2 Sachgerechte Kompensation von FCAs	27
5.3.3 FCAs für aktive Netzdienlichkeit	28
5.3.4 FCAs als Priorisierungsinstrument beim Netzanschluss	29
5.3.5 Big-Picture FCAs	30
6 Speichernetzentgelte	32
6.1 Ausgangslage des regulatorischen Rahmens	32
6.1.1 Aktuelle Netzentgeltbefreiung für Speicher	32
6.1.2 Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom	32
6.2 Rolle von Netzentgelten	33

6.2.1	Perspektive der Speicherbranche	33
6.2.2	Perspektive der Netzbranche	33
6.3	Diskutierte Thesen	34
6.3.1	Vermeidung einer Doppelbelastung bei Einspeiseentgelten	34
6.3.2	Dynamischer Arbeitspreis gemäß Netzzustandsprognose	35
6.3.3	Rabatte als Kompensation für Leistungen für das Energieversorgungssystem	36
6.3.4	Kapazitätspreis als Komponente mit Finanzierungsfunktion	37
6.3.5	Big Picture Speichernetzentgelte	38
7	Co-Location	40
7.1	Regulatorischer Rahmen	40
7.1.1	Netzanschluss und Überbauung	40
7.1.2	Innovationsausschreibung (InnAusV)	41
7.1.3	Förder- und Saldierungsfähigkeit	41
7.2	Potenziale von Co-Location	42
7.3	Diskutierte Ansätze zur Hebung von Co-Location Potenzialen	43
7.3.1	Weiterentwicklung bestehender Prozesse im Netzanschlussverfahren	43
7.3.2	Priorisierung von Co-Location Projekten ermöglichen	44
7.3.3	MiSpeL als Treiber effizienter Speichernutzung weiter ausbauen	45
7.3.4	FCAs als Schlüsselement zielgerichteter Co-Location	46
7.3.5	Redispatch bei Co-Location auf den Netzanschlusspunkt beziehen	47
7.3.6	Big-Picture Co-Location	48
8	Fazit und Ausblick	50
9	Literaturverzeichnis	52

1 Hintergrund und Motivation

Die Entwicklung von Großbatteriespeichern boomt. Zum einen ist das ein starkes Signal für die Energiewende, denn Batteriespeicher bilden eine wirksame Ergänzung zur volatilen Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV). Zum anderen müssen nun Lösungen gefunden werden, um diese hochdynamischen Anlagen mit großer Anschlussleistung intelligent in die Stromnetze einzubinden.

Speicherhochlauf

Laut einer Erhebung des BDEW lagen Ende 2025 Netzanschlussanfragen von Großbatteriespeichern¹ i. H. v. 720 GW bei den Netzbetreibern vor [1]. Doch nicht nur der Antragsstapel wächst. Auch bei den realisierten Projekten in Abbildung 1 ist ein deutlicher Zuwachs zu sehen. Zudem sehen wir eine Tendenz zu Projekten mit größerer Anschlussleistung und einem steigenden Energie-Leistungs-Verhältnis (E/P). Treiber dieser Entwicklung sind vor allem die weiterhin sehr niedrigen Preise für Lithium-Ionen-Zellen und freie Kapazitäten bei chinesischen Batterieherstellern, aber auch eine hohe Preisvolatilität an den hiesigen Strombörsen inklusive vieler Stunden mit negativen Strompreisen [2]. Es gibt aktuell also starke Marktsignale, die den Bedarf an zusätzlichen Flexibilitätspotenzialen untermauern. Wir nehmen an, dass dieser Bedarf

mittelfristig mit dem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien (EE), der geplanten Abschaltung laufender Kohlekraftwerke und schleppender Integration weiterer Flexibilitätsoptionen bestehen bleibt [3]. Die 2029 auslaufenden Netzentgeltregelungen wirken als zusätzlicher Anreiz, Speicherprojekte zeitnah vor Ablauf der Frist in Betrieb zu nehmen.

Netzausbaubedarf

Insgesamt wird der notwendige Netzausbau nach Schätzungen allein im Übertragungsnetz Kosten von über 440 Mrd. € verursachen [4]. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) rechnen ihrerseits mit weiteren Investitionen von 227 Mrd. € bis 2045 [5]. Um diese Kosten nicht weiter in die Höhe zu treiben, ist es essenziell, den Speicherausbau und -betrieb auf das Netz abzustimmen. Denn die aktuell vorliegenden Anschlussanfragen würden selbst die zukünftig angestrebte Transportfähigkeit der Netze um ein Vielfaches übersteigen. Umgekehrt bieten die Speicher jedoch auch das Potenzial, in Engpasssituationen entweder überschüssigen EE-Strom aufzunehmen oder den Einsatz teurer fossiler Kraftwerke im Redispatch zu verhindern. Batteriespeicher können demnach ein entscheidender Faktor sein, wenn es darum geht, die Netzkosten zu senken und die Energiewende insgesamt effizient und bezahlbar zu machen.

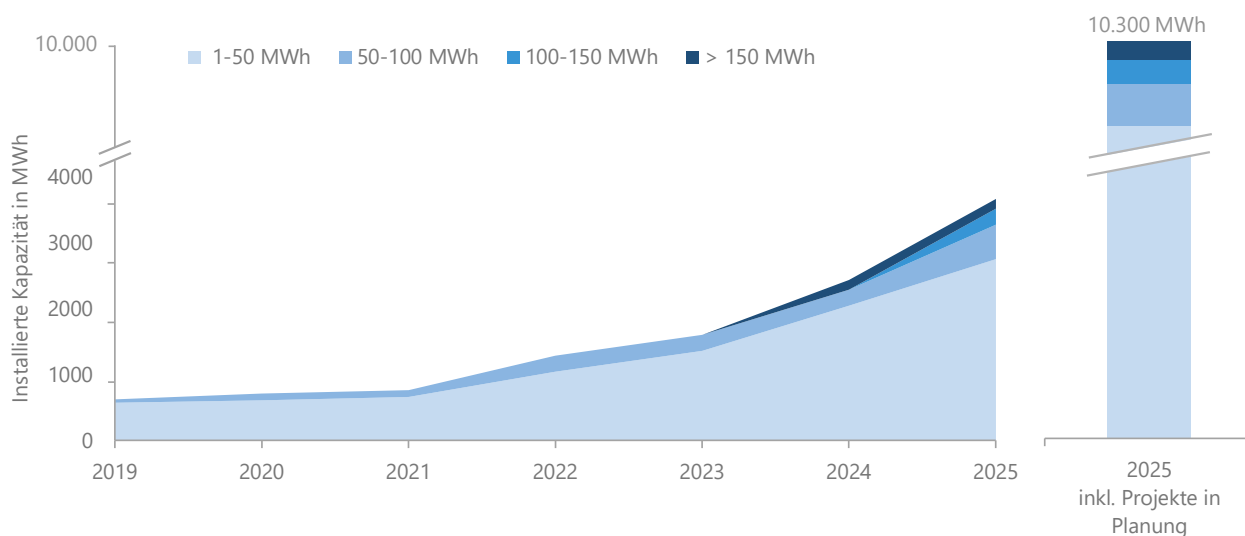


Abbildung 1: Darstellung des Speicherhochlaufs entsprechend Marktstammdatenregister aufgeschlüsselt nach Größenklassen

¹ Im folgenden Dokument wird vereinfacht, zur besseren Lesbarkeit, von „Speichern“ gesprochen. Damit sind in diesem Dokument stets Großbatteriespeicher (≥ 1000 kW und ≥ 1000 kWh) gemeint.

2 Vorgehen im Kooperationsforum Großbatteriespeicher

Ziel des Kooperationsforums Großbatteriespeicher war es, die laufenden Debatten zu drängenden Problemstellungen rund um den Hochlauf von Speichern strukturiert zusammenzuführen und branchenübergreifend Lösungen zu erarbeiten.

Vier zentrale Handlungsfelder

In Abstimmung mit den Forumsgliedern wurden die folgenden zentralen Handlungsfelder identifiziert:

1. Netzanschlussanfragen
2. Flexible Netzanschlussvereinbarungen
3. Netzentgeltregelungen
4. Co-Location

Methodisches Vorgehen je Handlungsfeld

Innerhalb der vier Handlungsfelder wurde ein einheitliches methodisches Vorgehen gewählt. Das Vorgehen ist in Abbildung 2 dargestellt.

In der Phase „**Debatte strukturieren**“ wurden zunächst individuelle Hintergrundgespräche mit den Forumsgliedern geführt, um die Facetten der Problemstellungen zu durchdringen. In Einzelfällen wurden diese für ein holistischeres Bild gezielt mit Interviews aus dem breiteren FfE Netzwerk ergänzt (bspw.: Vertreter:innen von Banken, Jurist:innen). Daneben

wurden strukturierte Umfragen durchgeführt, um ein quantitatives Stimmungsbild zu erhalten.

In der Phase „**Verständnis schaffen**“ hat die FfE zu verschiedenen Problemstellungen wissenschaftsbasierte Analysen erstellt, um Debatten zu kritischen Themen mit Fakten zu bereichern. Zudem wurde zu internationalen Erfahrungen und Lösungen im Kontext Speicherhochlauf recherchiert, um mögliche Best-Practices zu identifizieren

Für die dritte Phase „**Lösungen aufzeigen**“ hat die FfE aus der Problembeschreibung, den quantitativen Analysen und internationalen Recherchen mögliche Lösungsbausteine abgeleitet, die wiederum im Forum diskutiert wurden. Dabei ging es nicht immer darum, vollständig neue Ideen zu entwickeln, sondern auch bestehende Ansätze auszugestalten und hinsichtlich ihrer Chancen und offener Fragen zu diskutieren. Nach einer Konsultationsphase wurde zu allen Bausteinen ein Stimmungsbild aus Netz- und Speicherbranche abgefragt, welches an den entsprechenden Stellen im Bericht dargestellt ist.

Insgesamt wurden 33 Hintergrundgespräche und elf Online-Workshops durchgeführt sowie acht Kurzanalysen erstellt. Daraus entstanden 18 Lösungsbausteine bzw. Impulse, die die weitere Diskussion rund um die Netzintegration von Speichern voranbringen sollen.

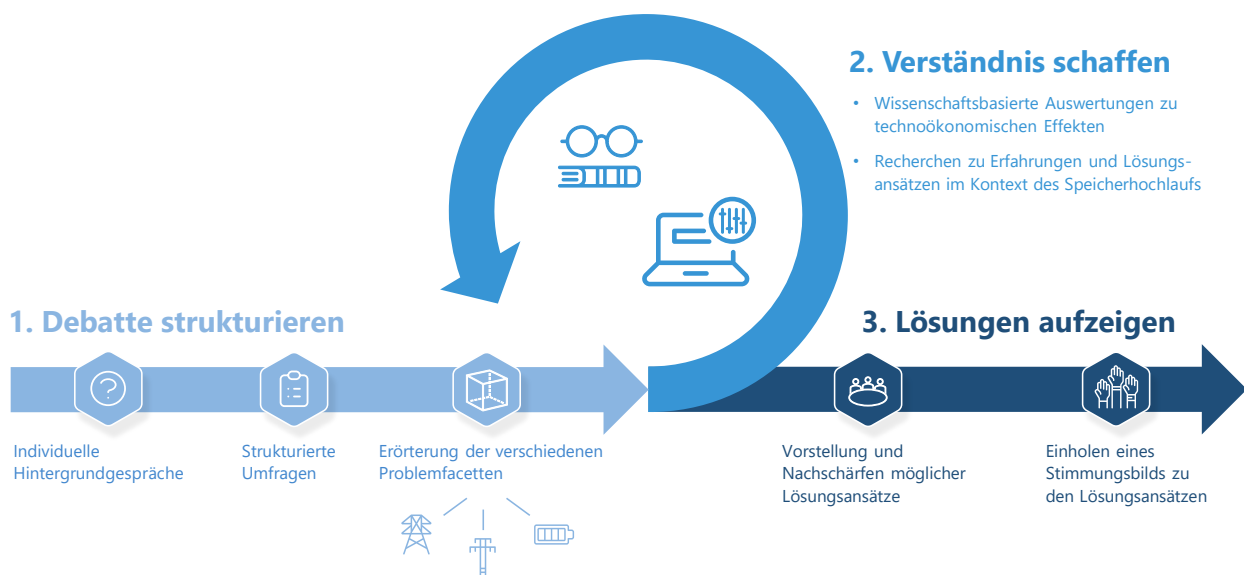


Abbildung 2: Methodisches Vorgehen innerhalb der vier Handlungsfelder

3 Das Verhalten von Speichern im Stromsystem

Die Fahrweise von Stromspeichern hat einen Einfluss auf das umliegende Stromnetz, das Gleichgewicht an den Strombörsen sowie die Systemstabilität. Um diese Effekte eindeutig zu beschreiben und ohne Missverständnisse diskutieren zu können, wurden im Forum passende Definitionen erarbeitet.

Netzorientierte Betriebsweisen

Die erarbeiteten Definitionen zu netzorientierten Betriebsweisen zielen auf eine Netzwirkung, d. h. auf eine Auswirkung auf die Netzkosten, ab (siehe Abbildung 3). Referenz ist dabei immer das gesamte Netz ohne die betreffende Anlage. Ein Vergleich mit der betreffenden Anlage bspw. im rein marktorientierten Betrieb ist nicht zielführend. Bei gegenläufigen Effekten in vor- und nachgelagerten Netzebenen ist der netzebenenübergreifende Effekt in Summe für die Einordnung entscheidend. Zudem lassen sich die Definitionen operativ oder investiv auflegen, je nachdem welcher Zeitraum betrachtet wird.

- Operative Auslegung:** Die Betriebsweise einer Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt hat einen Einfluss auf die Netzauslastung und damit die Netzbetreibereingriffe i. S. v. Redispatch oder § 14a EnWG oder die Betriebsmittelalterung.

- Investive Auslegung:** Die Anschlussherstellung einer Anlage kann sich nur dann mindernd oder gar nicht auf den Ausbaubedarf des allgemeinen Netzes auswirken, wenn ein dauerhafter netzneutraler bzw. netzdienlicher Betrieb schon beim Anschluss sichergestellt wird.

Eine Anlage oder ihre Fahrweise wird als **netzbelastend** bezeichnet, wenn der Betrieb zusätzliche Netzkapazitäten beansprucht und damit zusätzliche Kosten verursacht. Da Anlagen in Deutschland – anders als bspw. in einem nodalen Strompreissystem – i. d. R. keine Signale zur Netzauslastung erhalten, ist dies der Normalfall für alle Anlagen inkl. Speicher, sodass davon ausgegangen werden muss, dass ihr Betrieb zumindest zeitweise netzbelastend wirken kann.

Eine Anlage oder ihre Fahrweise wird als **netzneutral** bezeichnet, wenn der Betrieb keine zusätzlichen Netzkapazitäten beansprucht und damit keine zusätzlichen Kosten verursacht. Dafür ist es notwendig, dass die Anlage die relevanten Informationen oder Signale erhält, um ihren Betrieb an die aktuelle Netzsituation anzupassen. Da sich die Netzbelastung örtlich und zeitlich verändert, bedingt diese einheitliche Definition von Netzneutralität situativ unterschiedliche Fahrweisen, was bspw. beim Netzanschluss weiterer Anlagen den Spielraum für einen netzneutralen Betrieb immer weiter einschränkt.

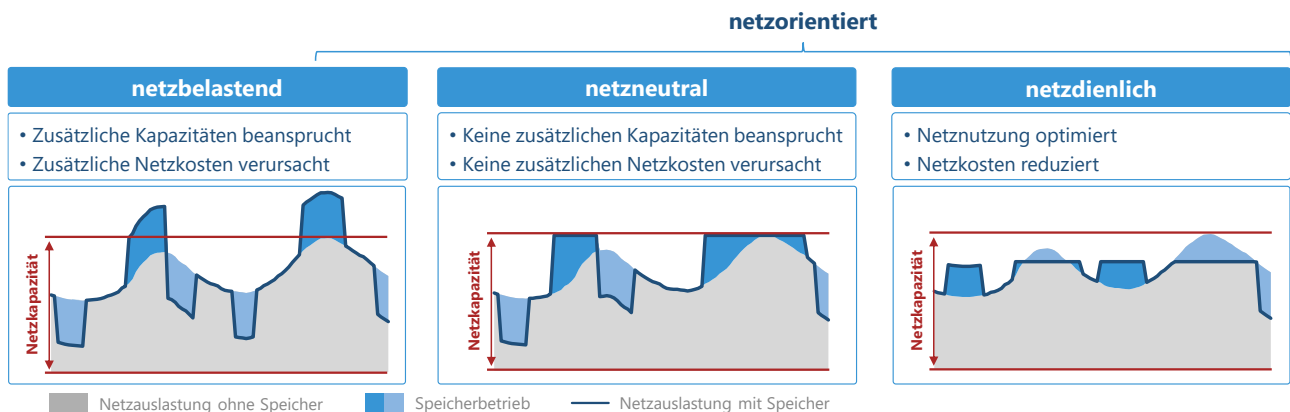


Abbildung 3: Abstufung netzorientierter Betriebsweisen. Netzorientiert verhält sich eine Anlage dann, wenn sie die Netzsituation berücksichtigt und ihre Fahrweise anpasst, um zur Netzentlastung beizutragen.

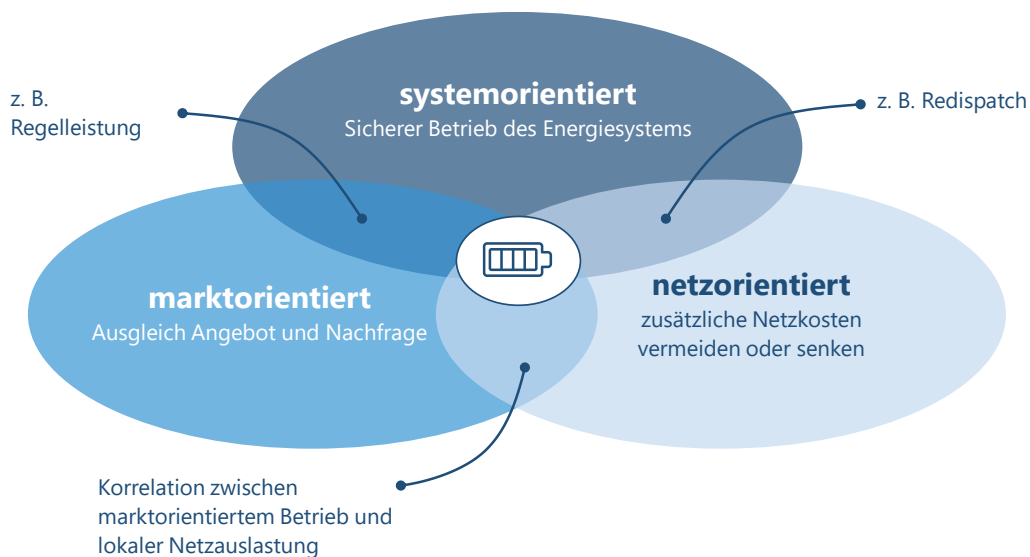


Abbildung 4: Unterscheidung und Schnittmengen der verschiedenen Betriebsweisen

Eine Anlage oder ihre Fahrweise wird als **netzdienlich** bezeichnet, wenn der Betrieb eine verbesserte Ausnutzung von Netzkapazitäten ermöglicht und damit zur Reduktion der Netzkosten beiträgt. Eine netzentlastende Wirkung kann temporär durch eine zufällige Korrelation von rein wirtschaftlich optimierter Fahrweise und Netzauslastung auftreten. In der Regel erfordert Netzdienlichkeit jedoch, dass die Anlage die relevanten Informationen oder Signale erhält, um ihren Betrieb an die aktuelle Netzsituation anzupassen.

Markt- und Systemorientierung

Neben dem Verhalten in Relation zum Stromnetz haben Speicher jedoch noch weitere Eigenschaften. Sie tragen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strombörsen bei und können den sicheren Betrieb des Energiesystems unterstützen. Um dies zu beschreiben, wurden zwei weitere Definitionen zu Markt- und Systemorientierung eingeführt (siehe Abbildung 4).

Wir bezeichnen eine Anlage als **marktorientiert** oder marktdienlich, wenn sie im Strommarkt zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beiträgt.

Wir bezeichnen eine Anlage als **systemorientiert** oder systemdienlich, wenn sie Systemdienstleistungen für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und/oder VNB bereitstellt und damit den sicheren Betrieb des Stromsystems unterstützt. Bei bestimmten Systemdienstleistungen können sich markt- und systemorientierte Betriebsweisen (z. B. Regelleistung) sowie netz- und systemorientierte Betriebsweisen (z. B. Redispatch) überschneiden. Eine Anlage, die Regelleistung bereitstellt, gleicht (physische) Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage aus und unterstützt den sicheren Systembetrieb.

Diese Einordnung bildet die Grundlage für die Betrachtung der vier zentralen Handlungsfelder, die in den folgenden Kapiteln vorgestellt werden.

4 Netzanschlussanfragen

Aktuell liegen den Netzbetreibern in Deutschland über 700 GW Anschlussbegehren von Speichern vor. Die schiere Menge an Anträgen sowie unpassende und uneinheitliche Netzanschlussverfahren führen zu Unsicherheit und Verzögerungen durch lange Bearbeitungs-dauern.

Generell ist durch die starke Konkurrenzsituation in der Speicherbranche Geschwindigkeit beim Netzanschluss das Gebot der Stunde. Ein weiterer Grund für die Antragsflut ist das Auslaufen der Netzentgeltbefreiung für Speicher nach § 118 Abs. 6 im August 2029, wobei die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Fortbestand der Befreiung in ihrem neuesten Orientierungspapier offen in Frage stellt [6]. Viele Anträge werden unter hohem Zeitdruck gestellt, was gleichzeitig bedeutet, dass sich zahlreiche Projekte noch in einem sehr frühen Stadium befinden und ihre Realisierung nicht gesichert ist. Laut Schilderungen aus der Branche haben sich einige Akteure sogar darauf spezialisiert, Anträge mittels KI automatisiert zu erstellen und diese in großer Zahl zu versenden. Einige Anfragen haben trotz ihres geringen Reifegrads bereits eine Reservierungszusage für einen Anschlusspunkt erhalten und belegen damit wertvolle Netzkapazitäten. Verbindliche Fristen und überprüfbare Meilensteine haben sich bisher nicht flächendeckend etabliert, was zu einem hohen operativen Aufwand bei den bearbeitenden Netzbetreibern führt. Dies wiederum führt zu Verzögerungen im Bearbeitungsprozess

und zu verspäteten Rückmeldungen für die Antragsteller. Die aktuelle Situation schürt Bedenken, dass andere relevante Anlagenklassen wie Erzeuger, Rechenzentren oder Elektrolyseure durch den Antragsstau beim Netzanschluss erst mit signifikanter Verzögerung einen Netzzugang erhalten. Dies macht es nötig, ein Vorgehen zu entwickeln, um die bestehenden Anträge effizient abzuarbeiten und Projekte mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit gezielt auszusortieren. Zudem müssen bestehende Netzanschlussverfahren der veränderten Antragsituation angepasst werden, um in Zukunft Netzanschlussanfragen besser zu steuern und effizienter abzuwickeln.

4.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

4.1.1 Verfahren nach KraftNAV

Für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen größer 100 MW an die Hoch- und Höchstspannung wird in Deutschland die Kraftwerksnetzanschlussverordnung (**KraftNAV**) angewandt. Auch wenn der BGH-Beschluss von 26.11.2024 Speicher als Erzeugungsanlagen einordnet [7], folgten nicht alle Netzbetreiber dieser Verordnung in Bezug auf Speicher. Konkret schreibt die KraftNAV fest, dass Netzbetreiber Anträge in der Reihenfolge ihres Eingangs bearbeiten müssen (**Windhundprinzip**). Zudem beinhaltet die KraftNAV eindeutige Fristen für Rückmeldungen und die technische Prüfung durch den Netzbetreiber.

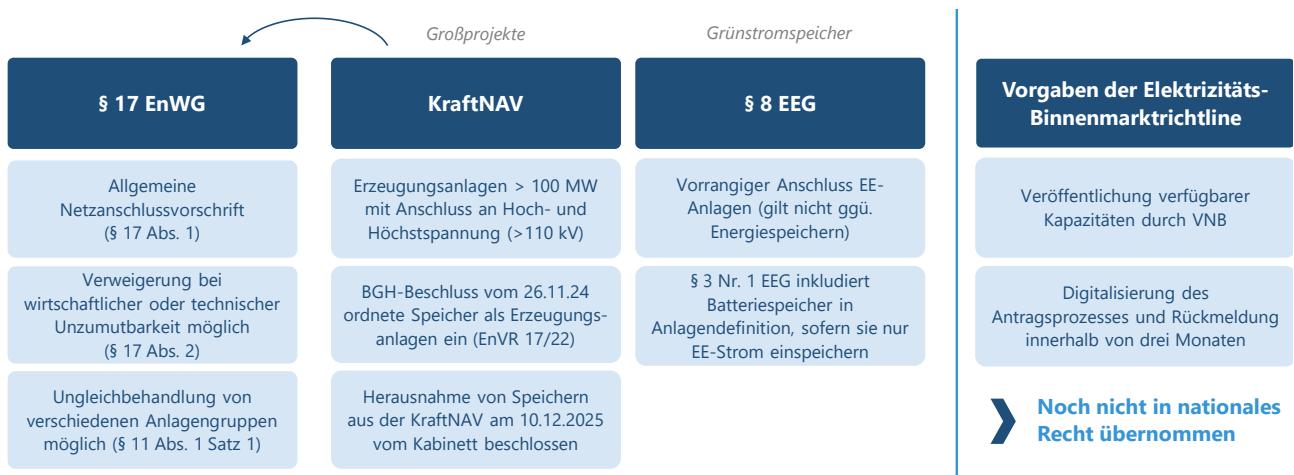


Abbildung 5: Nationaler und europäischer Rechtsrahmen für den Netzanschluss von Batteriespeicherprojekten

Weitere zentrale Elemente sind eine Gebühr für die technische Anschlussprüfung, eine verrechenbare Reservierungsgebühr i. H. v. 1.000 €/MW. Die Bestimmung, dass der Baukostenzuschuss für Anschlussnehmer nach KraftNAV entfällt, ist hingegen nach dem BGH-Beschluss vom 15.07.2025 weiter unklar [8].

Kritiker bemängelten schon länger, dass die KraftNAV nie auf die aktuelle Anzahl an Netzanschlussanfragen ausgelegt war. Die gesetzten Fristen sind daher für die Netzbetreiber in der aktuellen Situation meist nicht mehr haltbar, die individuelle Ausarbeitung von Verhandlungs- und Realisierungsfahrplan bindet viele Kapazitäten. Außerdem besteht die Befürchtung, dass aufgrund des Zwangs zum Windhundprinzip die aktuell vorliegenden Anträge von Großspeicherprojekten die Pipeline der Netzbetreiber auf mehrere Jahre belegen. Dies würde dazu führen, dass gegebenenfalls andere Projekte blockiert würden, da die KraftNAV keine Priorisierung von bestimmten Anlagenklassen erlaubt. Aus diesem Grund wurde im September 2025 eine Initiative des Bundesrats vorgebracht, um Speicher explizit aus dem Anwendungsbereich der KraftNAV auszuschließen und den Netzbetreibern damit mehr Freiheiten einzuräumen [9]. Die Herausnahme von Speichern aus der KraftNAV wurde am 10.12.2025 vom Kabinett beschlossen. Damit fallen die Anschlussbegehren dieser Speicher nun unter § 17 EnWG und müssen von den Netzbetreibern nach einem **transparenten, diskriminierungsfreien Verfahren** bearbeitet werden, wozu die vier ÜNB einen [gemeinsamen Vorschlag](#) erarbeitet haben.

4.1.2 Weitere angewandte Verfahren

Unter der Grenze von 100 MW fallen Energieanlagen ohnehin unter die allgemeine Netzanschlussvorschrift nach § 17 Abs. 1 EnWG. Eine Verweigerung des Anschlusses ist nur bei **wirtschaftlicher** oder **technischer Unzumutbarkeit** möglich. Zudem sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, allen Netznutzer:innen einen gleichberechtigten und nicht-diskriminierenden Zugang zum Netz zu gewähren.

Daraus folgt, dass eine Ungleichbehandlung gerechtfertigt sein kann, wenn sie im Zusammenhang mit den angeführten Zielen steht und wenn diese Ungleichbehandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung erfolgten Ziel steht [10]. Diese Rechtsauffassung von Diskriminierungsfreiheit eröffnet zwar viele Möglichkeiten, eine Priorisierung von Netzanschlussbegehren zu rechtfertigen, birgt aber gleichzeitig auch die Gefahr von Rechtsunsicherheiten. Der Großteil der Netzbetreiber arbeitet daher weiter mit dem etablierten first-come-first-served-Verfahren, wobei einige Netzbetreiber jedoch bereits Anforderungen an die Planungsreife von

Projekten stellen (first-ready-first-served). Vereinzelt kommen auch andere Verfahren wie die Repartierung (Zuteilung) von begrenzten Netzkapazitäten zu einem bestimmten Stichtag im Jahr zum Einsatz [11].

Exkurs Diskriminierungsverbot

Es ist verboten...

- ...gleiche Sachverhalte unterschiedlich zu behandeln.
- ...unterschiedliche Sachverhalte gleich zu behandeln.

Sachverhalte sind im Rahmen des EnWG vergleichbar, wenn sie in Bezug auf die Grundsätze und Ziele des § 1 EnWG gleichwertige Auswirkungen haben. Dazu gehören der vorausschauende Ausbau, die optimierte Nutzung und die Digitalisierung der Energieversorgungsnetze, die Erzeugung und Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff, die Flexibilisierung im Elektrizitätssystem sowie eine angemessene Verteilung der Netzkosten.

Zu Beginn jedes Verfahrens stehen zunächst die **unverbindliche Tagesaussage** und die **verbindliche Netzverträglichkeitsprüfung**. Beide Prozesse sind jedoch ressourcenintensiv und binden viele Kapazitäten auf Seiten der Netzbetreiber. Werkzeuge wie die schnelle Netzanschlussprüfung (SNAP) [12] bieten nach Eingabe des Standorts, Anlagentyps und Anschlussleistung anhand einer vereinfachten Lastflussrechnung unverbindliche Aussagen zu Anschlussmöglichkeiten. SNAP-Tools sind jedoch nicht flächendeckend verfügbar oder bezüglich der Anlagenleistung stark eingeschränkt. Aufgrund des vereinfachten Berechnungsverfahrens sind zudem meist keine Informationen zur verfügbaren Bezugsleistung enthalten.

Insgesamt unterscheiden sich die Vergabeverfahren, die Anforderungen an einzureichende Unterlagen und die Fristen über die Netzbetreiber hinweg sehr deutlich. Teils werden Finanzierungszusagen oder Baugenehmigungen früh im Verfahren verlangt, welche jedoch umgekehrt von den Projektierern nicht ohne eine verbindliche Netzanschlusszusage eingeholt werden können.

4.2 Bisherige Initiativen zur Weiterentwicklung des Verfahrens

4.2.1 Referentenentwurf des BMWK vom 27.08.2024

Im August 2024 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen Referentenentwurf vorgelegt mit dem Ziel, die Reservierungspraxis für Anlagen über 135 kW über Netzbetreiber hinweg zu vereinheitlichen und rechtssicher zu gestalten. Die Netzbetreiber sollten gemeinsam verbindliche Reservierungsabschnitte mit einer Dauer von sechs bis zwölf Monaten sowie einheitliche Reservierungskriterien festlegen, die von der BNetzA bestätigt werden. Zudem sollten Netzbetreiber verpflichtet werden, Informationen zu verfügbaren und reservierten Netzanschlusskapazitäten zu veröffentlichen. Beide Aspekte waren jedoch in der „kleinen Energierechtsnovelle“ vom Februar 2025 nicht mehr enthalten.

4.2.2 Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen der BNetzA

Die BNetzA hat mit einem Positionspapier im November 2024 ebenfalls einen Vorschlag zur Zuteilung von Netzkapazitäten oberhalb der Niederspannung zur Konsultation gestellt. Die Konsultationsbeiträge

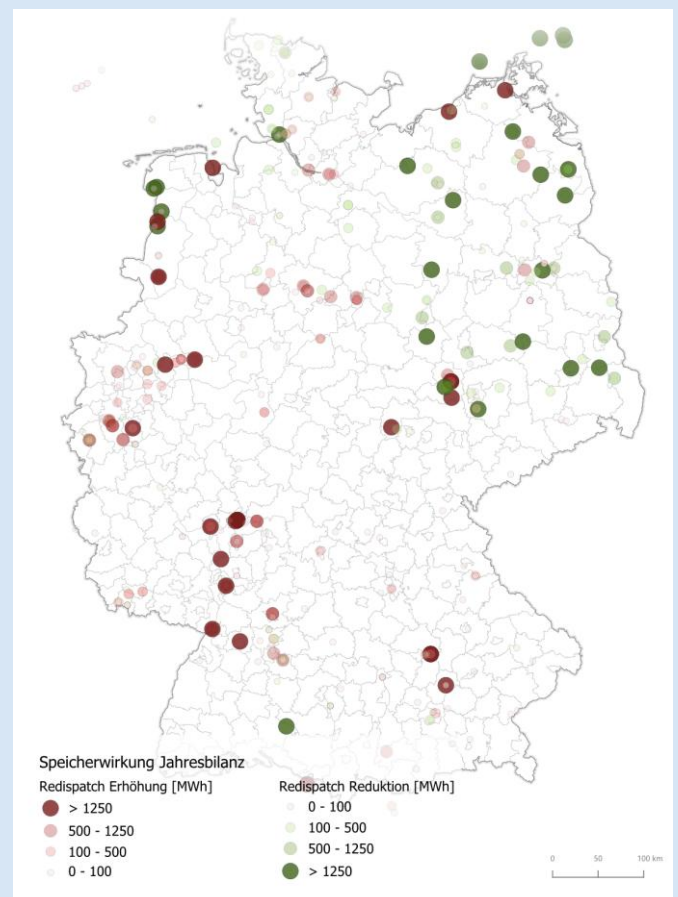
haben jedoch gezeigt, dass das skizzierte **Repartierungsverfahren** als Branchenlösung **nicht konsensfähig** ist, woraufhin die Konsultation eingestellt wurde [13]. Um auf individuelle Herausforderungen vor Ort eingehen zu können, machten sich die Netzbetreiber daher dafür stark, sich branchenweit nicht auf ein bestimmtes Verfahren festzulegen.

4.3 Diskutierte Lösungsbausteine

Aus den angesprochenen Pain Points und Anpassungsbedarfen für das Netzanschlussverfahren hat die FfE fünf konkrete Lösungsbausteine für Netzanschlussverfahren oberhalb der Niederspannung abgeleitet. Diese sollen dazu beitragen, die bestehenden Anträge gezielt auszusortieren und neue Prozesse zu etablieren, um zukünftige Anfragen besser steuern und abarbeiten zu können. Die Bausteine wurden mit Forumsmitgliedern diskutiert und geschärft. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

Exkurs: Standortabhängige Netzwirkung von Speichern

Zur Analyse der Netzwirkung von Speichern an Netzknoten im Übertragungsnetz wurde ein beispielhafter Speicherlastgang anhand historischer Preise der Jahre 2024 und 2025 modelliert. Der Speicher wurde mit 50 MW und 100 MWh parametrisiert und ausschließlich an den Spotmärkten optimiert und hat damit eine höhere durchschnittliche Leistung am Netzanschlusspunkt. Dann wurde analysiert, wie sich der rein marktorientierte Speicherlastgang auf die historischen Redispatch-Bedarfe der Jahre 2024 und 2025 an den Netzknoten auswirkt. Dabei zeigt die Karte zwar ein leichtes Gefälle von Nord-Ost nach Süd-West. Die Region Nord-Ost ist dabei vorwiegend durch negativen Redispatch-Bedarf geprägt, während in Süd-West positiver Redispatch-Bedarf überwiegt. Der bilanzielle Effekt an einzelnen Knoten kann jedoch bei Wahl eines anderen Bezugsjahres schnell umschlagen. Außerdem schließt eine bilanzielle Verstärkung eine erhebliche Redispatch-Reduktion im Jahresverlauf nicht aus (und umgekehrt). Ohne Preis- oder Steuersignale, welche die Netzsituation widerspiegeln, basieren diese netzdienlichen Effekte jedoch nur auf einer zufälligen Korrelation und können kaum in Netzbetrieb und Ausbauplanung berücksichtigt werden. Zudem arbeiten Netzbetreiber in der Praxis mit Sicherheitsmargen, da die Speicherfahrweise schwer vorhersehbar ist.



4.3.1 Transparenz zu Kapazitäten mittels Karten

Status Quo

Tools zur schnellen Netzanschlussprüfung (**SNAP**) sind heute nicht flächendeckend verfügbar und Individuallösungen einzelner Netzbetreiber. Vorhandene Lösungen sind meist auf Einspeiseleistung sowie hinsichtlich Netzebenen und Anlagenleistung begrenzt. Außerdem erfordern sie Anfragen für spezifische Standorte und Leistungen, was häufig einen iterativen Prozess nötig macht. Sie bieten damit keine richtige Transparenz zu verfügbaren Anschlusskapazitäten im Bundesgebiet.

Beschreibung der Lösung

Tools zur schnellen Netzanschlussprüfung werden zu Kartendarstellungen weiterentwickelt, um Anschlusspetenten in erster Indikation eine Übersicht über freie Kapazitäten in den Netzgebieten zu gewähren. Zum Schutz kritischer Infrastruktur werden Standortkoordinaten gerundet. Die Abdeckung der Netzebenen und Leistungsklassen soll sukzessive erweitert werden. Zudem ist die mittelfristige Implementierung folgender Funktionalitäten aus Sicht der Projektentwickler sinnvoll:

- Unterscheidung von angeschlossenen und reservierten Kapazitäten
- Erweiterung der Tools um Angaben zur verfügbaren Bezugsleistung
- Ausweisen von geplanten Verstärkungsmaßnahmen mit Zeithorizont
- Filter-Optionen für flexible Anschlussvereinbarungen

Zur Umsetzung dieser Funktionalitäten sollten Synergien in der Entwicklung genutzt werden, wo dies möglich ist. Zudem sollte der einheitliche Zugriff auf die Karten über Websites wie VNBdigital.de oder Netztransparenz.de möglich werden. APIs für Drittanbieter würden die Verschneidung mit anderen Datensätzen wie bspw. historischen [Redispatch-Eingriffen](#) erlauben und zusätzliche Funktionalitäten ermöglichen, die nicht inhouse entwickelt werden können. Eine beispielhafte Anwendung stellt der Exkurs zur standortabhängigen Netzwirkung von Speichern dar.

Chancen

Die skizzierte Kartendarstellung kommt der Verpflichtung der EBM Art. 31 Abs. 2 und 3 nach und lenkt Anschlussanfragen gezielt in Regionen mit freien Kapazitäten. Iterative Anfragen mit unterschiedlichen Parametern und Anschlusspunkten ließen sich damit

vermeiden und die Anzahl an verbindlichen Netzverträglichkeitsprüfungen reduzieren. Zudem würde ein solches Tool die Möglichkeiten für flexible Anschlusskapazitäten stärker als bisher hervorheben.

Offene Fragen & Bedenken

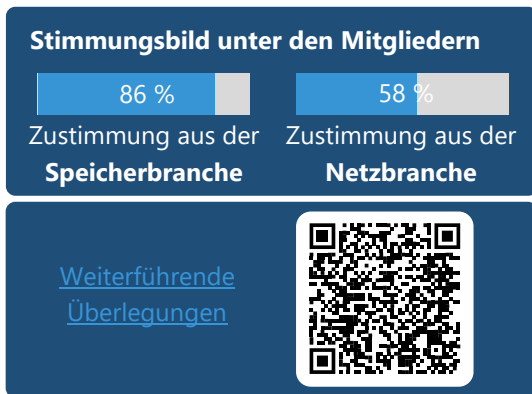
Die flächendeckende Umstellung auf die skizzierte Kartendarstellung würde hohe operative und digitale Aufwände verursachen für eine rein indikative Aussage. Für einige Forumsmitglieder gehen die angesprochenen Funktionen (z.B. geplante Verstärkungsmaßnahmen) über den notwendigen Rahmen hinaus und werden vor dem Hintergrund der Resilienz kritisch betrachtet. Schutzmaßnahmen für kritische Infrastruktur würden wiederum den Detailgrad weiter begrenzen. Aus technischer Sicht ist offen, wie Standardschaltzustand und verschiedene n-1 Fälle in einer Karte abgebildet werden können. Für Anschlusspetenten ist zudem unklar, wie sich Wahrheitsgehalt und Aktualität der Karten kontrollieren lassen. Bezüglich der netzbetreiberübergreifenden Koordination der Entwicklungsarbeit müsste zunächst ein Modus gefunden werden, der bestmöglich Synergien ausnutzt ohne Innovationen durch langwierige Abstimmungsschleifen auszubremsen. Dabei müsste analysiert werden, wie unterschiedliche Betriebsstrategien und Planungsprämissen in einer gemeinsamen Entwicklung berücksichtigt werden können.

Beispiele aus dem Ausland

Speziell für Speicher gibt es in Frankreich eine [Karte](#), die Aufschluss über verfügbare Anschlusskapazitäten im landesweiten Übertragungsnetz gibt. In Österreich veröffentlichen die Netzbetreiber verfügbare Einspeisekapazitäten quartalsweise auf der Plattform [ebUtilities](#). In UK gibt es für einen großen Teil des Landes die [Network Opportunity Map](#), die sowohl auf Einspeise- als auch auf Bezugsseite freie Kapazitäten je Umspannwerk ausweist.

Adressaten

Die Umsetzung der Tools obliegt den Netzbetreibern. Entwicklungstätigkeiten sollten unter Mitwirkung der Branchenverbände erfolgen. Der BDEW könnte zudem einen einheitlichen Zugriff über VNBdigital.de etablieren.



4.3.2 Turnusmäßige Clusterstudien

Status Quo

Im aktuellen Verfahren können jederzeit beliebig viele Netzanschlussanfragen gestellt werden. Für die Netzdimensionierung und Netzintegration potenzieller Speicher müssen durch den Netzbetreiber zeitaufwendige Simulationen durchgeführt werden. Rückkopplungseffekte durch neue Anträge führen zu häufigen und langwierigen Iterationsschleifen in der Planung.

Beschreibung der Lösung

Anträge werden nicht wie bislang in der Reihenfolge ihres Eingangs, sondern **zyklisch gemeinsam mit anderen Anträgen** im selben geografischen Cluster bearbeitet. Dazu werden zunächst geographische Cluster sowie Zyklen und Zeitfenster für die Antragseinreichung definiert. Nach Diskussion im Forum erscheint dabei **für die Antragseinreichung eine Zeitspanne von 1–3 Monaten** und **für die Bearbeitung von 2–4 Monaten** denkbar. Zudem müssen formale Mindestvoraussetzungen für die Antragseinreichung insbesondere in Bezug auf die mitgelieferten technischen Dokumente geschaffen werden, um Anträge von unzureichender Qualität aussortieren zu können. Die Erhebung einer verrechenbaren Antragspauschale ist ebenfalls denkbar (siehe Abschnitt 4.3.5). Sofern ausreichende netzseitige Kapazitäten vorhanden sind und der Antrag vollständig ist, erhält das Projekt ein verbindliches Netzanschlussangebot mit einer Rückmeldefrist von einem Monat. Die Anwendung weiterer diskriminierungsfreier Priorisierungsverfahren wie Repartierung, Auktion oder reifegradbasierter Priorisierung innerhalb einer Clusterstudie bleibt in der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers. Das zyklische Verfahren erlaubt die gleichzeitige netztechnische Prüfung statt einer iterativen Bewertung der Projekte beim bisherigen Windhundverfahren. Die Netzberechnung und die Kapazitätsauskunft bleiben bis zum nächsten Zyklus gültig.

Chancen

In Netzbereichen mit begrenzten Kapazitäten vereinfacht eine Bewertung aller Anfragen in einem Zyklus die Priorisierung der Anträge sowie die Simulationen in der Netzanschlussprüfung. Eine Einführung zusammen mit klaren Auswahlkriterien im Vergabeverfahren (Abschnitt 4.3.4) und einem finanziellen Ernsthaftigkeitsnachweis sollte außerdem dazu führen, dass sich die Zahl der Mehrfachanträge deutlich reduziert. Projektentwickler können sich dafür auf eine Zeitspanne einstellen, innerhalb der sie eine Rückmeldung erhalten.

Offene Fragen & Bedenken

Offen ist bislang, ob es durch die turnusmäßigen Anträge zu einer schwankenden Auslastung auf Seiten der Anschlusspetenten und Netzbetreiber kommen könnte. Zudem müsste erörtert werden, welcher Turnus einerseits ausreichende Zeiträume zur Antragsstellung und Prüfung vorsieht und andererseits Anträge nicht zu lange aufschiebt. Ein geeigneter Turnus müsste dabei auf Übertragungs- und Verteilnetzebene ggf. unterschiedlich ermittelt werden.

Beispiele aus dem Ausland

In Großbritannien steht die Einführung turnusmäßiger Clusterstudien bevor [14]. Geplant wird hier mit zwei Bewerbungsfenstern pro Jahr. In den USA existiert bereits ein Verfahren mit einem Bewerbungsfenster pro Jahr [15]; in Kanada ebenfalls [16], wobei hier unterschiedliche Zyklen in den verschiedenen geografischen Clustern festgelegt wurden.

Adressaten

Die Umsetzung turnusmäßiger Clusterstudien obliegt den Netzbetreibern. Die BNetzA sowie das BGH-Urteil vom 21.03.2023 haben ebenfalls bestätigt, dass eine Abweichung vom Windhundverfahren möglich ist, sofern die Kapazitätsvergabe diskriminierungsfrei, angemessen und transparent erfolgt [17], [18].



4.3.3 Strategische Priorisierung von Anlagen

Status Quo

Aktuell existiert eine sehr lange Warteschlange an Netzanschlussanträgen insbesondere aus dem Batteriespeicher-Segment. Auch bei reifegradbasierten Kriterien und/oder auktionenbasierter Vergabe von Netzanschlüssen ist nicht sichergestellt, dass alle Anfragen einen volkswirtschaftlichen Mehrwert bieten. Es fehlt bislang eine Möglichkeit, den Hochlauf verschiedener Technologien auch über Priorisierung beim Netzanschlussverfahren zu steuern.

Beschreibung der Lösung

Netzanschlussanträge werden anhand ordnungspolitischer Kriterien priorisiert und bekommen dadurch einen spezifischen Platz in der Warteliste zugeteilt. Dazu müssen **politische Vorgaben** entwickelt werden, die von einer **zentralen, unabhängigen, legitimierten Koordinierungsstelle** umgesetzt werden. Der Einflussrahmen dieser Koordinierungsstelle lässt sich sehr weit ausgestalten. Die folgenden Punkte stellen eine Auflistung mit steigendem Grad der zentralen Steuerung dar:

1. Fast-Lane für bestimmte designierte Projekte von besonderer systemischer Relevanz
2. Reservierung von Kapazitäten als Schutz gegen Unterversorgung von bestimmten Technologien
3. Deckelung von Netzanschlüssen bestimmter Anlagenklassen basierend auf technologie-spezifischen Ausbauzielen im Zeithorizont
4. Deckelung & Verteilung anhand gemeldeter Kapazitäten je Netzgebiet

Die Priorisierungskriterien sollen einen Technologieausbau anhand volkswirtschaftlicher Ziele ermöglichen und dürfen nicht methodisch angreifbar sein. Die regulatorischen und prozessualen Anforderungen nehmen daher von Variante 1 bis 4 zu. Die strategische Priorisierung kann auch rückwirkend auf die bestehende Warteschlange angewandt werden.

Chancen

Über eine mögliche strategische Priorisierung bestimmter Anlagentypen sollen **Projekte mit Relevanz für die Versorgungssicherheit und essenzielle gesellschaftliche Funktionen** beim Netzanschluss abgesichert werden. Die Priorisierung würde solchen Projekten den Vorzug gewähren und verhindern, dass zahlreiche „Zombie-Projekte“ in der Warteschlange Kapazitäten über mehrere Jahre blockieren. Gleichzeitig werden neue Möglichkeiten geschaffen, um den

Hochlauf verschiedener Anlagentypen an volkswirtschaftlichen oder politischen Zielen auszurichten.

Offene Fragen & Bedenken

Einzelne Mitglieder fordern die Priorisierungsüberlegungen stärker an der tatsächlichen Netzwirkung von Projekten auszurichten. Offen ist zum jetzigen Zeitpunkt, wie eine **Legitimation der zentralen Koordinierungsstelle** sowie der verbindlichen Ausbauziele erreicht werden kann. Zudem müsste sichergestellt werden, dass Ausbauziele gegen kurzfristige politische Umschwünge und gezielten Lobbyismus abgesichert werden. Insbesondere bei einer Deckelung von Netzanschlüssen anhand der Ausbauziele müsste sichergestellt werden, dass **der Grundsatz „Netzausbau folgt Anlagenausbau“** nicht grundsätzlich in Frage gestellt wird. Zudem ergeben sich bei der Deckelung Fragen, wie übergeordnete Ausbauziele sinnvoll auf die einzelnen Netzgebiete verteilt werden und mit den verfügbaren Flächen in Einklang gebracht werden. In jedem Fall müsste mit einem deutlich erhöhten Bürokratieaufwand für eine sinnvolle Priorisierung gerechnet werden.

Beispiele aus dem Ausland

Eine Priorisierung zwischen verschiedenen Anlagenklassen wird aktuell in den Niederlanden und in Großbritannien angewandt. Die Niederlande haben ein System mit drei Kategorien, das explizit netzdienlichen Anlagen beim Netzanschluss den Vorzug gewährt, da sie per definitionem „zusätzlichen Platz im Netz schaffen“ [19]. In Großbritannien gibt die Möglichkeit Anlagen von herausragender systemischer Relevanz zu designieren, um sie im Netzanschlussverfahren vorzuziehen. Zudem erfolgt ein Abgleich der Anträge mit den Ausbauzielen des CP30 Action Plans für verschiedene Stützjahre [20]. Alle Anträge, die über die Ausbauziele hinausgehen, müssen ggf. ihren Platz in der Warteschlange freimachen.

Adressaten

Eine strategische Priorisierung von Anlagenklassen müsste anhand von Zielen erfolgen, die im Rahmen des politischen Diskurses festgelegt wurden, nicht von den Netzbetreibern. Ob für die Umsetzung der Triage-Regeln eine neue Behörde wie in UK ins Leben gerufen wird, oder die Regulierungsbehörde diese Aufgabe übernimmt, müsste abgewogen werden.



4.3.4 Einheitlicher Reservierungsprozess im Verteilnetz

Status Quo

Aktuell existieren eine Menge an Projektanträgen mit geringem Reifegrad, die gefragte Netzkapazitäten über einen längeren Zeitraum belegen. Vergabeverfahren, Meilensteine und Fristen sind zwischen den Verteilnetzbetreibern teils sehr unterschiedlich. Auch die geforderten Unterlagen und Nachweise sind nicht standardisiert. Zudem sind Netzanschlussprozesse heutzutage bislang unzureichend digitalisiert und verursachen einen entsprechend hohen operativen Aufwand.

Beschreibung der Lösung

Es werden bundesweit **einheitliche Reservierungsfristen** mit entsprechenden **Meilensteinnachweisen** für die Mittel- und Hochspannung für Anlagen über 135 kW eingeführt. Das Verfahren soll nicht nur auf Batteriespeicher, sondern **technologieübergreifend** auf Erzeugungsanlagen angewandt werden. Die Antragsunterlagen umfassen neben einem Flächensicherungsnachweis technische Formblätter, Layout- und Terminpläne, jedoch zunächst keine Genehmigungen oder Beschlüsse, um die Antragsflut nicht auf örtliche Behörden zu verlagern. Nach Annahme des **verbindlichen Netzanschlussangebots** ist der Netzanschluss zunächst für 6 Monate reserviert. Durch das fristgerechte Erreichen von drei Meilensteinen wird der Reservierungszeitraum jeweils um 6 Monate verlängert. Für jeden Meilenstein muss jeweils **ein Nachweis aus einer Auswahl an verschiedenen Optionen** erbracht werden, um regional unterschiedlichen Genehmigungssituationen Rechnung zu tragen. Da einige der Nachweise zur Planungsreife abhängig von Dritten sind, können Fristen im Rahmen einer klar definierten **Härtefallregelung** bei Weiterzahlung der Kautions (Abschnitt 4.3.5) verlängert werden. Bei Anschlusszusagen in ferner Zukunft kann der Anschlusspetent entscheiden, wann er in den offiziellen Reservierungsprozess einsteigt, jedoch mindestens zwei Jahre vor der angekündigten Anschlussherstellung.

Chancen

Durch den Abgleich des Projektreifegrades mit einheitlichen Meilensteinen könnten Projekte, die diese Nachweise verfehlen, zügig aus der Warteschlange entfernt werden. Umgekehrt kann ein einheitliches Verfahren für Projektierer den Arbeitsaufwand deutlich reduzieren und gleichzeitig die Transparenz und Verbindlichkeit steigern. Eine weitere Digitalisierung des Prozesses bspw. über Ticketing-Systeme ermöglicht einen Einblick in den Bearbeitungsstatus und reduziert den operativen Aufwand für beide Seiten.

Offene Fragen & Bedenken

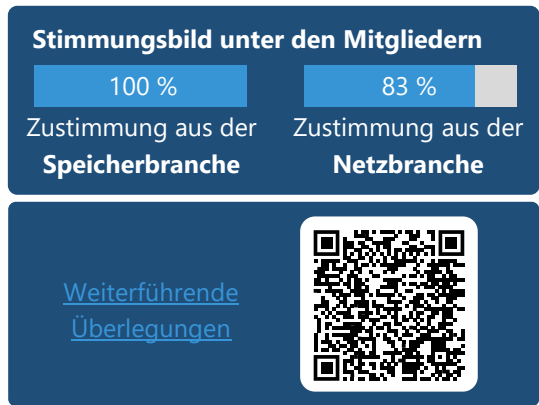
Bislang ist unklar, ob die verbindliche Netzanschlusszusage zu Beginn des Reservierungsprozesses ausreichende Rechtssicherheit bietet, um darauf Genehmigungen, Finanzierungszusagen und Bestellungen zu stützen. Bezüglich der Härtefallregelung ist zu klären, wie mit einzelnen, nicht selbst verschuldeten Verzögerungen umgegangen wird, ohne die Nachweispflichten für alle Projekte zu großzügig zu gestalten. Generell erscheinen die in den weiterführenden Überlegungen skizzierten Nachweise und Meilensteine für einige Projektierer zu ambitioniert, da insbesondere lange Liefer- und Bauzeiten aktuell eine schnelle Inbetriebnahme verhindern.

Beispiele aus dem Ausland

In Großbritannien sowie in Frankreich existieren für das Übertragungsnetz sieben verbindliche Meilensteine zum Nachweis der Projektreife mit entsprechenden Fristen für Netzbetreiber und Projektentwickler [21], [22].

Adressaten

Einheitliche Vorgaben zum Reservierungsprozess müssten gesetzlich verankert werden, wie es der Referentenentwurf des BMWK vom 27.08.2024 vorgesehen hatte.



4.3.5 Finanzielle Ernsthaftigkeitsnachweise

Status Quo

Aktuell stehen der Einreichung und Aufrechterhaltung einer Netzanschlussanfrage keine relevanten Bedingungen im Weg. Dies zeigt die Pipeline an Batterie-speicherprojekten in Deutschland. Gleichzeitig sind die Ausstiegsquoten während des Netzanschlussverfahrens sehr hoch. Potenzielle Anschlussnehmer können sich ohne größere Konsequenzen aus dem Verfahren zurückziehen.

Beschreibung der Lösung

Es werden finanzielle Ernsthaftigkeitsnachweise im Netzanschlussverfahren eingeführt, die mit den Anschlusskosten bzw. der BKZ-Zahlung verrechnet werden können. Übersteigen die geleisteten Zahlungen die Netzanschlusskosten und den BKZ, kann bei Inbetriebnahme auch eine Rückzahlung durch den Netzbetreiber erfolgen. Ebenso wie bei Verzögerungen, die durch den Netzbetreiber verschuldet sind. Es sind grundsätzlich zwei verschiedene Kautionen auch in Kombination denkbar:

- Verrechenbare **Antragspauschale** fällig bei Einreichung des Antrags, um die Flut unausgereifter Anfragen einzudämmen und Kosten für die Antragsprüfung zu kompensieren. Im Forum wurden Beträge zwischen 25.000 € und 50.000 € als möglicher Rahmen diskutiert. Denkbar ist auch eine Kombination aus einem Pauschalbetrag und einer MW-bezogenen Gebühr.
- **Realisierungskaution** ab Annahme des Netzanschlussangebots bis zur Realisierung des Projekts. Die Kaution orientiert sich an der beantragten Kapazität (in MW) und wird monatlich über die Reservierungsdauer fällig, um einen Anreiz zur zügigen Fertigstellung zu bieten. Im Forum wurden dabei Summen von 500–1.000 €/MW/Monat diskutiert. Einzelne Mitglieder nannten auch weitaus höhere Beträge als angemessen und andere sprachen sich dafür aus, die Kaution nur bei Verzögerung seitens des Projektierers zu erheben.

Sollten Projekte durch eigenes Verschulden (nicht wenn Baurecht nicht geschaffen wird) nicht weiterverfolgt werden, besteht kein Anspruch auf Rückerstattung der bis dahin gezahlten Kaution.

Chancen

Die skizzierten Zahlungen könnten den Ernsthaftigkeitsgedanken bürokratiearm stärken ohne aufwendige Nachweise einführen zu müssen. Durch die Antragspauschale vorab ließe sich die Zahl an Netzanschlussanfragen mit geringer

Realisierungswahrscheinlichkeit reduzieren. Die Zahl an „Zombie-Projekten“ in der bestehenden Warteschlange ließe sich deutlich reduzieren, da Projektierer aufgrund der Realisierungskaution sich auf Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit fokussieren müssen. Eine monatliche Realisierungskaution ist dabei gerade für kleinere Projektentwickler einfacher zu stemmen als eine hohe einmalige BKZ-Vorauszahlung.

Offene Fragen & Bedenken

Die Bemessung der Kautionszahlungen muss sauber abgewogen werden, um eine Lenkungswirkung zu entfalten, ohne gleichzeitig kleinere Projektentwickler finanziell zu überfordern. Sofern eine Antragspauschale erhoben wird, muss zuvor Einblick in die zur Verfügung stehenden Einspeise- und Bezugskapazitäten zur Verfügung stehen, da sonst zu viele Mittel in aussichtslosen Anfragen gebunden werden. Es müsste außerdem erörtert werden, wie der operative Aufwand zur Abwicklung der Transaktionen und Verwaltung der Gelder minimiert werden kann. Der Reservierungsprozess müsste eine faire Härtefallregelung beinhalten, um zu verhindern, dass Gelder verfallen, falls Genehmigungen ohne eigenes Verschulden nicht erteilt werden.

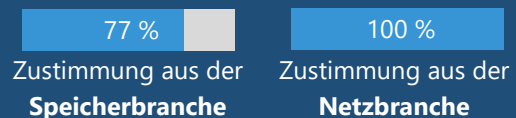
Beispiele aus dem Ausland

In Großbritannien werden während der Reservierungsdauer £ 2.500 pro MW alle sechs Monate fällig. Der Betrag ist jedoch auf £ 10.000 pro MW gedeckelt [23]. In den USA existieren verschiedene Gebühren von einer Antragspauschale bis hin zu Sicherheitszahlungen in \$ pro MW, die an bestimmte Meilensteine gekoppelt sind [15].

Adressaten

Dass Netzbetreiber eine Realisierungskaution erheben dürfen, hat die BNetzA bereits klargestellt. Es obliegt damit den Netzbetreibern, ob sie angemessene finanzielle Ernsthaftigkeitsnachweise in ihr Netzanschlussverfahren integrieren.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



[Weiterführende Überlegungen](#)



4.3.6 Big-Picture Netzanschlussverfahren

Da keiner der diskutierten Lösungsbausteine isoliert in der Lage ist, die aktuellen Probleme im Handlungsfeld zu beheben, und sich die Bausteine stellenweise gegenseitig beeinflussen, ist das Zusammenwirken in Abbildung 6 dargestellt.

Dabei ist hervorzuheben, dass die gesammelte Bewertung der Anschlussanträge in Cluster-Studien die schnelle Netzanschlussprüfung vereinfacht, da sich die Grundlagen für die Netzberechnung nur noch ein Mal pro Antragszyklus ändern. Zum Stichtag werden alle verbindlichen Anschlusszusagen berücksichtigt und dann der Netzzustand bis Ende des nächsten Zyklus eingefroren. Zudem ist die gesammelte Bewertung Voraussetzung dafür, dass überhaupt erst zwischen den Anträgen priorisiert werden kann – entweder nach reifegradbasierten oder technologie-spezifischen Kriterien. Damit wird außerdem ein Werkzeug geschaffen, um einen möglichen Antragsansturm auf freie Netzgebiete zu kontrollieren, die über transparente Kapazitätskarten vermutlich leichter identifiziert werden können.

Um die vorhandene Antragspipeline abzarbeiten und zu säubern, erscheinen die Einführung finanzieller Ernsthaftigkeitsnachweise sowie ein verbindlicher Reservierungsprozess zunächst am vielversprechendsten. Sie sollten in der Einführung daher priorisiert werden. Um zukünftig den Prozess effizienter zu gestalten, können anschließend zyklische Cluster-Studien mit klaren Priorisierungskriterien eingeführt werden.

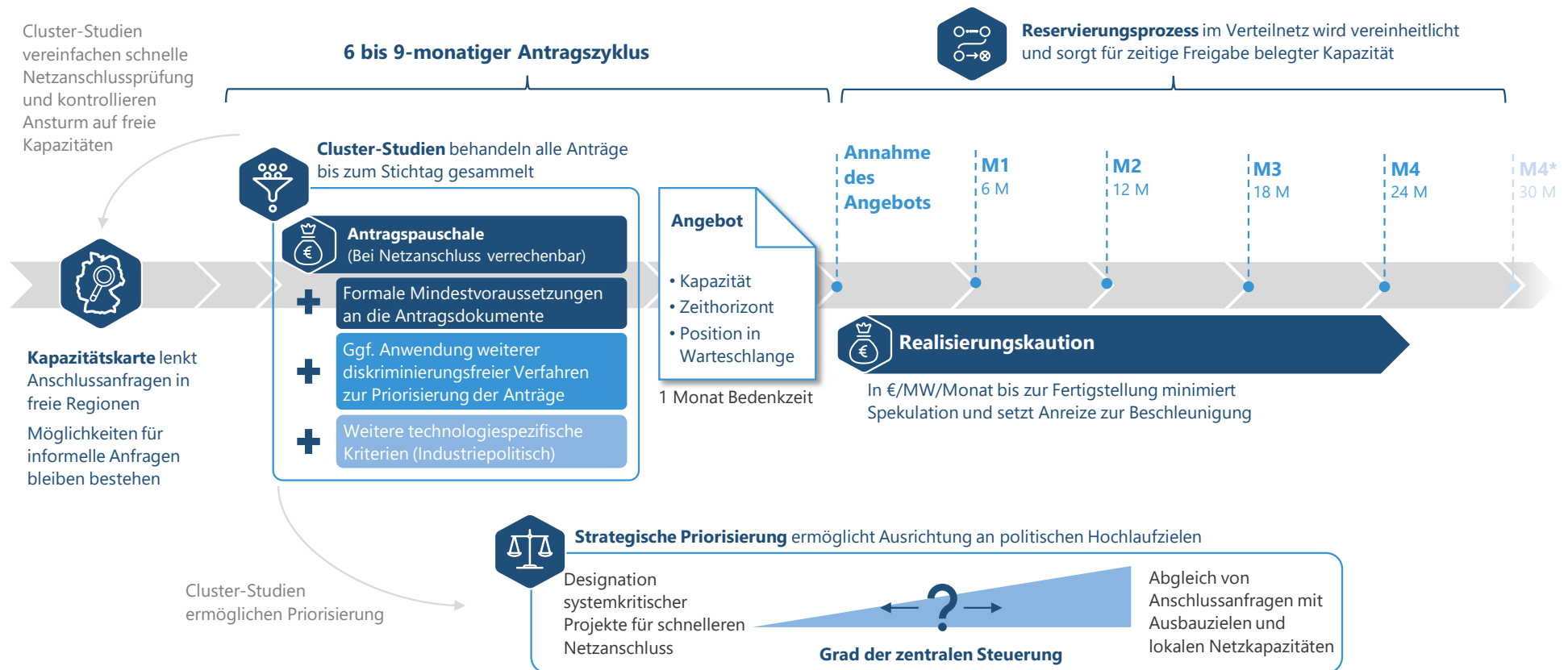


Abbildung 6: Zusammenwirken der Lösungsbausteine im Handlungsfeld Netzanschlussanfragen

5 Flexible Netzanschlussvereinbarungen

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (engl. Flexible Connection Agreements, kurz FCAs) sind ein vertragliches Konstrukt, um zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer (temporäre) Restriktionen zur Nutzung der Netzanschlusskapazität zu vereinbaren. Das Verständnis zur Zielsetzung und Ausgestaltung solcher Verträge ist derzeit sehr heterogen.

5.1 Motivation und regulatorischer Rahmen

Die Nutzung von FCAs wird derzeit zur Adressierung verschiedener Herausforderungen bei der Netzintegration von Speichern diskutiert:

- **zur Priorisierung:** Wie im Kapitel Netzan-schlussanfragen dargestellt, befindet sich aktuell eine beträchtliche Anzahl an Anlagen in der Warteschlange beim Netzanschlussver-fahren. Mithilfe von FCAs soll eine Vielzahl an flexiblen Anlagen – insbesondere Batterie-speicher – deutlich schneller an das Strom-netz angeschlossen werden, da auf den voll-ständigen Ausbau von Netzkapazitäten nicht mehr zwingend gewartet werden muss.
- **zur Senkung von Netzausbaukosten:** FCAs können dazu beitragen, die vorhandene Netzkapazität besser auszunutzen und Inves-titionsbedarfe in den Netzausbau zu verrin-gern bzw. zeitlich zu verschieben.

- **zur Sicherung der Netzstabilität:** Speicher bringen als besonders dynamische Anlagen-klasse neue Herausforderungen für die Netz-betreiber mit sich. Schnelle Leistungsände-rungen können zu Frequenz- und Spannungsschwankungen führen und sind in der Netzführung kaum antizipierbar. Vereinbarungen in FCAs werden daher zunehmend genutzt, um diese Dynamik kurzfristig zu kontrollieren. Sie bieten im Rahmen der Sys-temführung ein neues Werkzeug für Netzbet-reiber.

Insbesondere für die Ziele „Beschleunigung bzw. Prio-risierung für Netzanschlüsse“ und „Kostensenkung beim Netzausbau“ finden sich direkte europarechtli-che Grundlagen im Kontext von FCAs. Art. 6a der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie [24] legt fest, dass FCAs für Gebiete mit begrenzter oder ohne freie Netzkapazität (Engpassregionen) eine Option sind, um zusätzliche Anschlüsse zu ermöglichen. Dabei sol-len durch den Abschluss von FCAs jedoch grundsätz-lich keine Verzögerungen beim Netzausbau entsten. Zudem soll eine Umstellung von flexiblen auf feste Netzanschlüsse nach dem Ausbau ermöglicht werden. Gegenüber diesem temporären Charakter sieht die Richtlinie FCAs nur dann als Dauerlösung, wenn Netzausbau als Alternative nicht effizient wäre. Art. 13 Abs. 7 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung [25] legt weiter fest, dass Anlagenbetreiber für die Eingriffe im Rahmen eines FCAs keinen Anspruch auf Redispatch-Entschädigung haben.

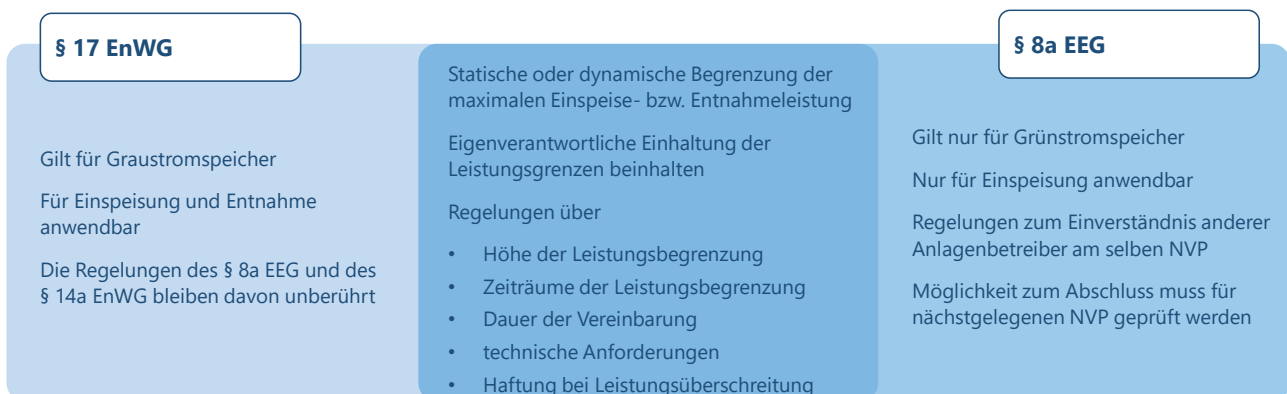


Abbildung 7: Nationaler Rechtsrahmen für FCAs in EnWG und EEG

Im Gegensatz zum EU-Rechtsrahmen beinhaltet die nationale Umsetzung bislang keine Beschränkung der Anwendung auf Engpassregionen. Die Nachrangigkeit und die Voraussetzung für eine dauerhafte Anwendung sind damit noch nicht geregelt [26]. Die wesentlichen Regelungen des nationalen Rechtsrahmens sind in Abbildung 7 dargestellt.

5.2 Ausgestaltung von FCAs

Da bei der Ausgestaltung von FCAs mehrere Ziele verfolgt werden können, unterschiedliche Rahmenbedingungen in den Netzgebieten bestehen und der regulatorische Rahmen viele Freiheiten lässt, existiert aktuell eine Vielzahl an FCA-Varianten. Kernausgestaltungsmerkmale für FCAs im Speicherkontext werden im Folgenden erläutert.

5.2.1 Temporäre Leistungsrestriktionen

Richtung der Leistungsbeschränkung

Je nach vorliegender Netzsituation (einspeise- oder lastgeprägtes Netzgebiet) können in einem FCA Vereinbarungen zur temporären **Begrenzung der Einspeise- oder Bezugsleistung** vereinbart werden. Sollten in einem Netzgebiet beide Überlastungsfälle auftreten, können für Speicher auch Restriktionen in **beide Richtungen** vereinbart werden – wobei dies bisher nicht den Regelfall darstellt

Kommunikation der Leistungsbeschränkung

Leistungsrestriktionen können mit unterschiedlichem zeitlichem Vorlauf und auf unterschiedlichen Wegen übermittelt werden: Bei **statisch-zeitvariablen FCAs** werden Restriktionen bei Vertragsunterzeichnung oder jährlich festgelegt (häufig pro Quartal und Tageszeit). Die Anschlussnehmer sind in diesem Fall für die Einhaltung selbstständig verantwortlich, weshalb keine gesonderte Kommunikationsschnittstelle notwendig ist. Um auch vereinzelte, kritische Netzsituationen absichern zu können, müssen statisch-

zeitvariable Restriktionen jedoch konservativer ausgelegt werden als ihre dynamischen Pendanten, wodurch Flexibilität verloren gehen kann [27], [28]. Im Rahmen von **dynamischen FCAs** werden Leistungsrestriktionen kurzfristig auf Basis der Netzprognose erstellt. Die Kommunikation erfolgt i. d. R. über Redispatch-Prozesse (Einspeisung) oder individuelle Schnittstellen (Bezug) ein bis zwei Tage vor Erbringungszeitpunkt. Für eine bessere Planungssicherheit ist der maximale Umfang der Eingriffe vertraglich festgelegt. Innerhalb sogenannter „**teildynamischer**“ FCAs passen Speicherbetreiber ihre Fahrweise eigenverantwortlich an, um Engpässe zu vermeiden. Dafür sind Netzdaten und ein Prognosemodell beim Speicherbetreiber notwendig. Der Netzbetreiber kann, falls nötig, in diesem Fall kurativ entschädigungsfrei abregeln.

Rahmen für Einschränkungen / Skalierung

Um bei dynamischen Leistungsrestriktionen Planungssicherheit für die Anlagenbetreiber zu erhalten, werden i. d. R. Obergrenzen für Eingriffe vertraglich festgehalten. Während international dazu auch häufig ein **Teil der Anschlussleistung garantiert** wird und nur ein Teil flexibel begrenzt ist [29], werden in Deutschland stattdessen meist **Stundenobergrenzen für Eingriffe** festgelegt. Diese sind in Netzgebieten meist einheitlich ausgestaltet, so dass alle Speicher mit denselben Einschränkungen rechnen müssen. Man spricht dabei auch von einer Pro-Rata-Regelung. In vielen Fällen wird der vereinbarte Rahmen durch den Netzbetreiber zu Anfang jedoch nicht voll ausgenutzt. Wenn das Netz durch weitere Anlagen voller wird, werden sich die tatsächlichen Einschränkungen für die ersten Speicher im Rahmen der Obergrenze verschärfen.

Angestrebtes Anlagenverhalten

Die meisten FCAs heute legen den Fokus auf eine temporäre Leistungsrestriktion, um im Auslegungsfall keine zusätzliche Netzkapazitäten zu beanspruchen und damit keine zusätzlichen Kosten zu verursachen. Dies entspricht einer **netzneutralen Fahrweise**.

Richtung der Einschränkungen	Einspeiseleistung	Bezugsleistung	Beide
Kommunikation der Einschränkungen	Statisch-zeitvariabel	Dynamisch	Teildynamisch
Rahmen für Einschränkungen	Stunden-Obergrenze		Garantierte Leistung
Angestrebtes Verhalten	Netzneutralität		Netzdienlichkeit
Kompensation	Gar nicht	BKZ-Reduktion	Maßnahmenbezogen

Abbildung 8: Mögliche Designentscheidungen bei FCAs

Dagegen können jedoch (theoretisch) in einem FCA auch explizite Leistungsanforderungen (Lade- oder Entladezwang) vereinbart werden, um das Netz aktiv zu entlasten. Dies entspricht einer **netzdienlichen Fahrweise**. Ein temporärer Ladezwang zu Zeiten der PV-Spitze korreliert dabei häufig gut mit dem markt-orientierten Verhalten des Speichers, sodass diese Vereinbarungen häufig zu vergleichsweise geringen Erlöseinbußen führen. In der Regel werden solche Vereinbarungen jedoch im Rahmen von Ausschreibungen nach § 11a EnWG getroffen.

Ausschreibung von Energiespeichieranlagen nach § 11a EnWG

Speicher, die explizit durch den Netzbetreiber für den netzdienlichen Betrieb genutzt werden sollen, werden in Deutschland meist über den § 11a EnWG ausgeschrieben. Für die Bereitstellung dieser Dienstleistungen erhalten die Anlagenbetreiber ein Entgelt. Beispiele für diese Art von Anlagen sind der netzdienliche Speicher in Wutzdorf (Bayernwerk Netz & MaxSolar) sowie der dezentrale Netzbooster (Amprion & LVN)

Kompensation

Aufgrund der aktuell angespannten Netzanschlusssituation bringt der Abschluss eines FCAs für Speicherbetreiber in vielen Fällen schon den Mehrwert eines **beschleunigten Netzanschlusses** mit sich. Mit dem schnelleren Netzanschluss steigt die Planbarkeit der Erlöse und der Speicher kann ggf. noch von der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG profitieren, sofern er noch vor August 2029 ans Netz geht und diese bestehen bleibt. Überdies gewähren einige Netzbetreiber bei Abschluss eines FCAs auch eine signifikante **BKZ-Reduktion**, um den netzorientierten Einsatz der Anlagen auch finanziell zu würdigen. Zur Begründung kann angeführt werden, dass ein Speicher, der sich dauerhaft netzneutral verhält, per Definition keine zusätzlichen Kosten für den Ausbau des öffentlichen Netzes verursacht. Ein Dienstleistungsentgelt für netzdienliches Verhalten ist bisher Ausschreibungen nach § 11a EnWG vorbehalten. Grundsätzlich wäre auch die Kompensation einzelner Eingriffe durch den Netzbetreiber, also **maßnahmenbezogen**, denkbar (siehe Kapitel 5.3.2 für nähere Erläuterung). Da netzgekoppelte Batteriespeicher heute vollständig von den Netzentgelten befreit sind, ist ein Rabatt auf die Netzentgelte bislang kein Thema. Könnte jedoch im Kontext der Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) wieder relevant werden (siehe Kapitel 6).

5.2.2 Weitere Restriktionen

Neben temporären Leistungsrestriktionen werden in FCAs zunehmend weitere Vereinbarungen getroffen, um dem dynamischen Betriebsverhalten von Speichern in der Netzführung zu begegnen.

Rampenrestriktionen

Um schnelle, unvorhergesehene Leistungsänderungen abzumildern, legen Netzbetreiber häufig Obergrenzen für den maximalen Leistungsgradienten fest. Für Speicher finden sich im Rahmen von FCAs und festen Netzanschlussvereinbarungen unterschiedliche Anforderungen. Die vier ÜNB empfehlen einen Bereich von 6 %/min bis 20 %/min mit Bezug auf $P_{b,inst}$ [30]. Je nach Anlagenstandort und lokaler Netzsituation können die Restriktionen dementsprechend strenger oder freizügiger ausgelegt werden. Die Umsetzung von Rampenrestriktionen bei den VNB ist sehr individuell, häufig aber mit strikteren Vorgaben als in den ÜNB-Anforderungen. Begründet wird dies unter anderem damit, dass im Verteilnetz durch starke Vermaschung auch vermeintlich netzentlastende Leistungsänderungen an anderer Stelle zu Problemen führen können.

Restriktionen für Regelernergie

Ebenfalls begrenzen hauptsächlich VNB den Anteil der Anschlussleistung von Speichern, der zur Regelergievermarktung bereitgestellt werden kann. Denn auch wenn die Regelernergie dazu beiträgt, die allgemeine Netzfrequenz zu stabilisieren, können diese Leistungsspitzen lokal bspw. Spannungsschwankungen auslösen.

Restriktionen für Fahrplanänderungen

Um insbesondere beim Engpassmanagement mehr Planungssicherheit zu erhalten, wird zunehmend das Einfrieren von Speicherfahrplänen einige Stunden vor Erbringung diskutiert. Obwohl Reaktionsschnelligkeit und der kurzfristige Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu ihren Stärken gehört, entfallen damit für Speicher einige wichtige Handlungsoptionen wie bspw. der kontinuierliche Intradayhandel.

Generell kann bereits jede der genannten Betriebsrestriktion für sich bereits signifikante Erlöseinbußen für den Speicherbetreiber bedeuten. In Summe können Restriktionen schnell dazu führen, dass Projekte nicht mehr finanziert werden.

5.2.3 Herausforderungen beim Abschluss von FCAs

Derzeit besteht kein Konsens darüber, wozu – also mit welchem Ziel – FCAs primär eingesetzt werden sollen. Während einige Netzbetreiber bislang noch keine FCAs anbieten, sorgt die angespannte Antragsituation in anderen Gebieten dafür, dass FCAs häufig die

einzigste Chance für Batteriespeicher sind, auf absehbare Zeit einen Netzzugang zu erhalten. Das bedeutet auch ggfs. ein gewisses Verhandlungsungleichgewicht, was das Risiko von übermäßigen Einschränkungen birgt. Diese wären auch aus Systemsicht kritisch zu sehen, da die Speicher ggfs. zu Zeitpunkten ohne tatsächliche Engpässe durch den FCA eingeschränkt werden und sie ihre Flexibilität nicht für den Markt bzw. das System nutzen können. Zusätzlich wird unterschiedlich gehandhabt, ob FCAs nur als Übergangsinstrument (bis zum Netzausbau) oder dauerhaft eingesetzt werden.

Die Vielzahl an möglichen Einschränkungen und die unterschiedlichen Bedingungen in verschiedenen Netzgebieten machen es für Anlagenbetreiber herausfordernd, die Auswirkungen auf den Speicherbetrieb und ihr Geschäftsmodell zu bewerten. Dazu trägt insbesondere auch die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Netzsituation vor Ort bei, da schwer abzusehen ist, welche Einschränkungen in einigen Jahren tatsächlich zu erwarten sind. Dies erschwert auch die Bewertung für Finanzierer von Projekten. Zudem sorgen die fehlenden Standards häufig für aufwendige Vertragsverhandlungen. Da FCAs ein sehr junges Konzept sind, gibt es bislang weder flächendeckende Erfahrungen noch Best Practices oder historische Daten, beispielsweise zu Eingriffszeitpunkten.

5.3 Diskutiertes Zielbild

Insbesondere das unklare Zielbild und die stark angespannte Netzanschlussituation tragen aktuell zur Unsicherheit rund um das Thema FCAs bei. Die FfE hat in diesem Zusammenhang vier Lösungsansätze erarbeitet und diese mit den Forummitgliedern diskutiert und geschärft. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

5.3.1 Stärkere Standardisierung von Restriktionen in FCAs

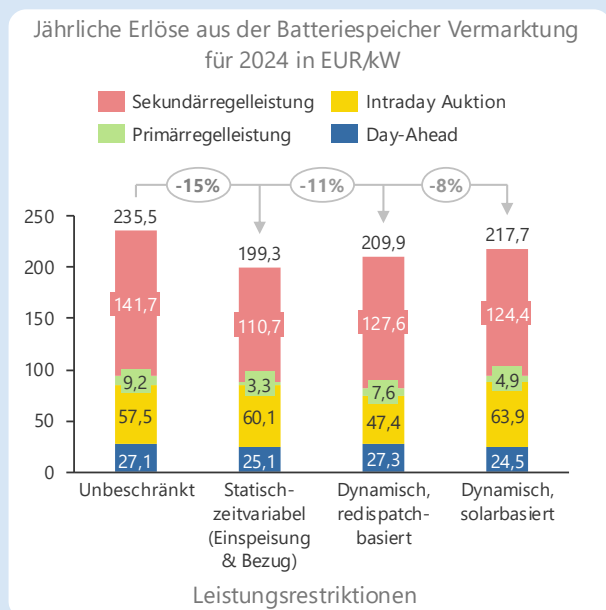
Status Quo

Die fehlende Standardisierung der FCA-Bedingungen bedeutet einen hohen Aufwand für Projektierer, Vermarkter und Finanzierer. Auch Netzbetreiber haben derzeit zunächst einen hohen Aufwand, ein Konzept für FCAs für ihr Netzgebiet auszuarbeiten. Die fehlende Standardisierung kann zur Diskriminierung zwischen Projekten und Standorten führen. Sie birgt ebenfalls ein Risiko in Bezug auf einen übermäßigen (ineffizienten) Eingriff in den Speicherbetrieb – insbesondere angesichts des heute verschärften Wettbewerbs um freie Kapazitäten.

Beschreibung der Lösung

Herausforderungen mit begrenzter Netzkapazität sollten in einem FCA für Speicher über **Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung** adressiert werden. Weitere Restriktionen, die nicht

Exkurs: Auswirkung von temporären Leistungsrestriktionen auf die Speichererlöse



*[Link](#) zu weiterführenden Informationen zur Methodik.

Im Rahmen der Kurzanalyse wurde die Wirkung von statisch-zeitvariablen und verschiedenen dynamischen Hüllkurven (Leistungsrestriktionen) auf die Erlöse eines Speicher-Systems mit einem E/P-Verhältnis von 2:1 untersucht. Für die statisch-zeitvariable Hüllkurve wurde das mittlere solare Einspeiseprofil und die Residuallast am Standort invertiert, um eine zusätzliche Belastung durch den Speicher zu verhindern. Die dynamische redispatch-basierte Hüllkurve unterbindet je nach vorliegender Redispatch-Situation Einspeisung oder Bezug. Die dynamische solarbasierte Hüllkurve verbietet die Einspeisung in den 1.000 höchsten Solarstunden.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass eine statische Hüllkurve zu weitaus größeren Erlösreduktionen als die dynamischen Hüllkurven führen. Bei dieser Auswertung wurden keine weiteren Beschränkungen zu Rampen, Regelleistungsvermarktung oder Fahrplananpassungen berücksichtigt. Diese würden die Erlöse weiter reduzieren.

standortspezifisch sind und grundlegende Aspekte der Betriebsweise von BESS betreffen (also auch nicht nur temporär), sollten vornehmlich durch einheitliche Vorgaben geregelt werden – falls es solcher Vorgaben bedarf. Darunter fallen insbesondere Rampenrestriktionen und Restriktionen bei der Vermarktung der Regelenergie. Für solche allgemeinen Vorgaben beim Netzanschluss gibt es die technischen Anschlussrichtlinien (TAR) nach VDE/FNN bzw. spezifischer die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber. Statt die zusätzlichen Restriktionen für jeden Standort individuell verhandeln zu müssen, würden diese Richtlinien für die zusätzlichen Einschränkungen zu bspw. Rampen und Regelleistungsvermarktung zumindest einen verlässlichen Rahmen vorgeben. Die konkrete Parametrisierung sollte jedoch weiterhin netzgebietsspezifisch auf Basis der Netzverträglichkeitsprüfung erfolgen.

Im **Zielbild** sollten **Leistungsrestriktionen** im Rahmen von FCAs für Speicher **voll- oder teildynamisch ausgestaltet** werden. Um eine Balance zwischen Netzbetreiber- und Speicherperspektive zu schaffen, sollte eine maximale Begrenzung der Eingriffe übers Jahr bspw. über ein Stundenkontingent standardisiert festgelegt werden. Kann die standardisierte, maximale Begrenzung nicht eingehalten werden, kann ein FCA folglich nicht mehr angeboten werden, bis das Netz ausgebaut ist.

Chancen

Eine stärkere Standardisierung reduziert den Umsetzungsaufwand für FCAs sowohl für Speicherprojektorer als auch für Netzbetreiber. Standardisierung schafft außerdem Transparenz in der Vertragsgestaltung und reduziert das Risiko von Diskriminierung und übermäßigen Einschnitten. Eine Standardisierung kann damit zur besseren Nachvollziehbarkeit und Angemessenheit der vereinbarten Restriktionen führen. Des Weiteren kann über Standards ein fairer Verteilungsansatz bei der Skalierung von FCAs erreicht werden.

Offene Fragen & Bedenken

Das Festlegen und Einigen auf Standards in einem Branchenprozess bedeutet zunächst einen hohen Abstimmungsaufwand. Die Standards müssten so gestaltet sein, dass sie einerseits ausreichend Orientierung bieten und andererseits genug Spielraum lassen, um nicht mit einem sehr konservativen Standard alle Worst-Case Szenarien abdecken zu müssen. Eine „one fits all“-Lösung wird es nicht geben. Zudem ist zu klären, wo bspw. Regelungen zur Fahrplanteue fair und transparent festgelegt werden können, die nicht Bestandteil der technischen Anschlussrichtlinien sind. Außerdem muss klar sein, welche Institution für die

Ausgestaltung der Standards verantwortlich ist und die Anwendung kontrolliert. Eine vergleichbare Diskussion wurde zu den Festlegung zu § 14a EnWG geführt. Einzelne Forummitglieder betonen die Notwendigkeit bei dynamischen FCAs auch eine Vereinheitlichung von Granularität und Zeitpunkt der Mitteilung von Einschränkungen zu standardisieren. Die Durchsetzung einheitlicher Standards kann dazu führen, dass Netzanschlüsse verhindert werden, obwohl einzelne Anschlussnehmer auch strikteren Einschränkungen zugestimmt hätten.

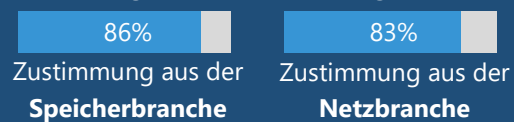
Beispiele aus dem Ausland

Standards zur Festlegung von Restriktionen existieren beispielsweise in Frankreich, Belgien oder den Niederlanden [31], [32], [33]. Darin wird entweder eine Stundenobergrenze festgelegt oder die abregelbare Energiemenge limitiert. Weitere Restriktionen (z. B. Rampen oder Regelenergie) waren in den betrachteten Ländern nicht Teil des regulatorischen Rahmens zu FCAs.

Adressaten

Die verpflichtenden Regelungen zu Stundenbegrenzungen müssten durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden. Insbesondere müsste dabei eine Abwägung zum alternativen Netzausbau durchgeführt werden. Die Regelung weiterer Restriktionen innerhalb der TARs obliegt dem VDE.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



5.3.2 Sachgerechte Kompensation von FCAs

Status Quo

In Deutschland existieren bislang keine einheitlichen Regelungen zur Kompensation von FCAs. Einzelne Netzbetreiber gewähren bei Abschluss eine prozentuale Reduktion auf den Baukostenzuschuss. Aufgrund der aktuellen Markt- und Netzanschlussituation akzeptieren Projektentwickler auch FCAs (je nach Ausgestaltung) ohne Kompensation, da sie sich dadurch einen schnelleren Netzanschluss erhoffen.

Beschreibung der Lösung

Sofern Speicher durch Abschluss eines FCAs eine **netzentlastende Wirkung (dauerhaft) garantieren** können (z. B. investive Netzneutralität, siehe Kapitel 3), sind **Vergünstigungen beim BKZ angemessen**.

Weiterhin sollten gewisse **Vorgaben zur Bestimmung der finanziellen Kompensation** für FCAs sowie eine mögliche Kostenanerkennung einheitlich festgelegt werden. Dies erhöht die Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Es erscheint dabei sachgerecht...

- ... die gewährte Kompensation an den Umfang der (maximal) vereinbarten Einschränkungen zu koppeln, um Anlagenbetreiber zumindest teilweise gegen Erlösausfälle durch Steuerungseingriffe abzusichern und zusätzlich auf Seiten der Netzbetreiber einen Anreiz zu schaffen, die Einschränkungen bedarfsgerecht festzulegen.
- ... die gewährte Kompensation anhand der erwarteten Redispatch-Kostenreduktion zu deckeln. Es wäre volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, eine Kompensation zu gewähren, welche die Redispatch-Kosten übersteigt. Dies bedeutet gleichzeitig keine pauschale 100 %-Reduzierung des Baukostenzuschusses bei FCA-Abschluss.
- Sollten FCAs zukünftig als vollwertiges Instrument im Engpassmanagement genutzt werden, sollte eine maßnahmenbezogene Kompensation vereinbart werden. Maßnahmenbezogen bedeutet, dass sich die Kompensation an den konkreten Einschränkungen des Arbeitsraums des Speichers (Dauer und Höhe der Leistungseinschränkung) bemisst. Anders als im Redispatch wird dabei aber keine explizite Abweichung von einem Fahrplan entschädigt.

Die genannten Vorgaben zur sachgerechten Bestimmung sind dabei nicht gleichzusetzen mit einer vollständigen Vereinheitlichung der resultierenden Geldbeträge über die Netzbetreiber hinweg.

Chancen

Ein geregeltes Kompensationsschema mit Bezug zu den vereinbarten Eingriffsrechten schafft Anreize zur bedarfsgerechten Definition von Einschränkungen innerhalb von FCAs. Die Regelungen stellen sicher, dass die Entschädigungen nicht die Redispatch-Kosten übersteigen. Eine maßnahmenbezogene Kompensation ermöglicht den Einsatz von Anlagen in einem FCA in einer gemeinsamen Merit-Order-Liste mit Redispatch-Anlagen, da mit den Parametern ein Abrufpreis bestimmt werden kann (weitere Überlegungen dazu in Abschnitt 5.3.3).

Offene Fragen & Bedenken

In einer ex ante festgelegten Kompensation können zukünftig erwartete Redispatch-Bedarfe nur schwer berücksichtigt werden. Gleichzeitig kann damit für Anlagenbetreiber nicht abgebildet werden, dass

Einschränkungen über die Jahre ggf. angepasst werden müssen. Auch ist nicht abschließend geklärt, ob Redispatch-Kosten als alleinige Obergrenze für die Kompensation geeignet sind oder dabei wichtige Kosten unterschlagen werden. Des Weiteren wäre abzuwägen, sich die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten bei zu geringer Kompensation nicht zu stark verschlechtert und dadurch an anderer Stelle hohe volkswirtschaftliche Kosten auftauchen. Zudem müsste sichergestellt werden, dass Anlagen bei einer maßnahmenbezogenen Kompensation keine Anreize für engpassverstärkendes Verhalten erhalten. Um tatsächlich einen Anreiz für Netzbetreiber zur zurückhaltenden Festlegung von Restriktionen zu bieten, müssten die Kompensationszahlungen auch als beeinflussbare Kosten in den Effizienzvergleich einfließen.

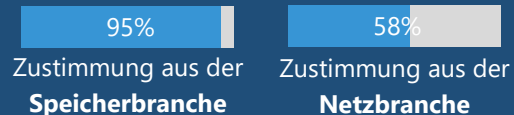
Beispiele aus dem Ausland

In den Niederlanden wird Teilnehmenden an dem FCA-Schema „Time-Dependent-Transport-Rights“ beispielsweise die Kapazitätskomponente erlassen [32]. In Wallonien existieren Regelungen zur kostenbasierten Entschädigung – jedoch nur für Erzeuger [31].

Adressaten

Ein verbindlicher Rahmen zur methodischen Bestimmung von FCA-Kompensationen müssten von der Regulierungsbehörde vorgegeben werden. Falls nötig, müssten Regelungen in Bezug auf die Kostenanerkennung ebenfalls durch die BNetzA getroffen werden.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



5.3.3 FCAs für aktive Netzdienlichkeit

Status Quo

Der § 17 Abs. 2b EnWG spricht im Rahmen von FCAs von einer **Begrenzung** der Entnahme- oder Einspeiseleistung. Jedoch bestünden in bilateralen Verträgen auch weitgehende Möglichkeiten zur Vereinbarung einer temporären **Erhöhung** der Entnahme- und Einspeiseleistung. Diese Möglichkeit wird jedoch bislang nur in Ausnahmefällen genutzt. Stattdessen werden solche Betriebsmodelle bisher ausschließlich im Rahmen von Ausschreibungen nach § 11a EnWG vereinbart.

Beschreibung der Lösung

FCAs nach § 17 Abs. 2b EnWG sollten neben der **Begrenzung** der Entnahme- oder Einspeiseleistung

explizit auch Vereinbarungen zur **temporären Erhöhung** der Entnahme- und Einspeiseleistung ermöglichen. Bei den Regelungen sollte zwischen folgenden Fällen unterschieden werden:

- Regelungen bezüglich eines temporären Ladezwangs (bspw. zur Aufnahme von PV-Überschüssen) korrelieren meist gut mit Fahrweise des Speichers, der sich am Day-Ahead-Markt optimiert.
- Regelungen bezüglich eines temporären Entladezwangs korrelieren in der Regel weniger gut mit der marktorientierten Fahrweise des Speichers und sollten daher idealerweise maßnahmenbezogen entschädigt werden.

Generell ist für Vereinbarungen zu Lade- und Entladezwang eine dynamische Bestimmung der Restriktion auf Basis einer belastbaren Netzzustandsprognose Voraussetzung. Außerdem ist eine sachgerechte Kompensation zu vereinbaren, welche im Verhältnis zu den Einschränkungen durch Leistungsrestriktionen steht und die aktive Netzentlastung durch Reduktion des Redispatch-Bedarfs würdigt.

Chancen

Speziell in puncto Bezugsleistung können Vereinbarungen getroffen werden, die Netzbetreibern zusätzliche Möglichkeiten in der Netzführung gewähren und Speichererlöse kaum beschneiden. Die Umgehung aufwendiger Ausschreibungsverfahren nach § 11a EnWG könnte dazu beitragen, wesentlich mehr Speicher netzdienlich zu aktivieren – insbesondere solange im Kontext Redispatch keine wirksamen Lösungen zur Einbindung von Batteriespeichern gefunden wurden.

Offene Fragen & Bedenken

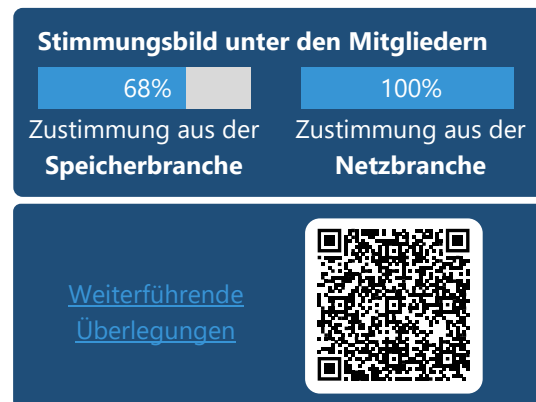
Es ist bislang ungeklärt, ob bilaterale Vereinbarungen in FCAs mit den Anforderungen des § 13 Abs. 6 EnWG zur marktlichen Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung in Konflikt stehen. Gegebenenfalls könnten bilaterale FCA-Regelungen die marktbezogene Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen aushebeln und damit die Kosteneffizienz von Engpassmanagementmaßnahmen untergraben. Generell herrscht im Kooperationsforum keine Einigkeit, ob Netzdienlichkeit bei Batteriespeichern nicht eher und ausschließlich über dynamische Netzentgelte statt FCA-Regelungen erreicht werden sollte. Zudem wurde häufig angesprochen, dass der Redispatch-Mechanismus im Zielbild eines effektiven Engpassmanagements mit Speichern angepasst werden sollte.

Beispiele aus dem Ausland

Keine Beispiele bekannt

Adressaten

Der Gesetzgeber müsste hier für Rechtssicherheit sorgen, was die Möglichkeit betrifft, solche Vereinbarungen zu treffen. Dann erst können Netzbetreiber entsprechende Klauseln in ihren FCAs integrieren.



5.3.4 FCAs als Priorisierungsinstrument beim Netzanschluss

Status Quo

Zahlreiche Projektanträge belegen aktuell wichtige Kapazitäten beim Netzanschlussprozess. Obwohl Speicher im Rahmen von FCAs besonders flexibel betrieben werden und durch einen netzdienlichen Betrieb sogar neue Kapazitäten schaffen können, werden die Anlagen häufig n-1 sicher angeschlossen und Leistungsreserven auf den Worst-Case ausgelegt.

Beschreibung der Lösung

Im Netzanschlussverfahren sollten verschiedene Möglichkeiten geschaffen werden, um Anlagen **mit einem FCA zu priorisieren**. Folgende Ansätze sind denkbar:

- Differenzierung zwischen fester und flexibler Anschlusskapazität erlaubt es, im Rahmen von FCAs eine weniger feste Anschlussleistung zu beantragen. Dadurch erhalten Speicher in ausgelasteten Netzregionen mehr Auswahlmöglichkeiten für den Netzanschluss.
- Definition von Netzgebieten oder Umspannwerke durch Netzbetreiber, in denen nur (noch) flexible Netzanschlüsse möglich sind, um eine ineffiziente Netzauslastung zu optimieren.
- Falls der Netzbetreiber Anträge nach einem Bewertungsschlüssel priorisiert, sollte der Anteil der flexiblen Anschlussleistung zu Bonuspunkten in der Bewertung führen.

- Anlagen, die dauerhaft gesichert Engpässe beheben (also das Kriterium der Netzdienlichkeit erfüllen, abgesichert mit dem FCA), könnten pauschal mit der höchsten Priorität behandelt werden, da sie zusätzlichen Platz im Netz schaffen.

Chancen

Eine Priorisierung von FCAs trägt dazu bei, dass wertvolle feste Netzkapazität (bspw. mit n-1) Anlagen vorbehalten bleibt, die diese Sicherheit tatsächlich benötigen. Außerdem ermöglicht es, Netze mit hohen Lastspitzen aber insgesamt niedriger Auslastung durch den Einsatz flexibler Anlagen „nachzuverdichten“ und die Netzkapazitäten besser zu nutzen.

Offene Fragen & Bedenken

Unklar ist bislang, ob eine solche Priorisierung nicht Anlagen in einen FCA drängt, obwohl dieser aus Netzsicht nicht zwangsweise nötig wäre. Dies käme schnell einer faktischen FCA-Verpflichtung gleich (was von einzelnen Forummitgliedern kritisch gesehen wird) und würde damit ökonomische Abwägungen zur Vergütung aushebeln. Es gibt jedoch auch Stimmen, die sich dafür stark machen, Speicher und andere Flexibilitäten **grundsätzlich mittels FCA anzuschließen**. Die Funktion als Priorisierungsinstrument wäre damit hinfällig.

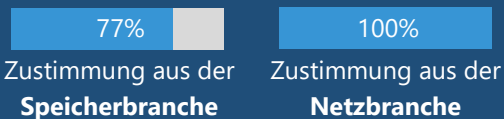
Beispiele aus dem Ausland

In den Niederlanden existiert eine soziale Priorisierung bei der Netzanschlussvergabe. Nachweislich netzdienliche Anlagen – sogenannte **Engpassentlasteter** – erhalten dabei die höchste Priorität, da sie per Definition zusätzlichen Platz im Netz schaffen [19].

Adressaten

Für eine pauschale Priorisierung von netzdienlichen Anlagen oder die Priorisierung von FCAs im Rahmen eines Punktesystems bräuchte es eine Klarstellung durch die Regulierungsbehörde, dass dies mit dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit vereinbar ist.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



5.3.5 Big-Picture FCAs

Die skizzierten Ansätze bedingen sich teilweise gegenseitig und betrachten teilweise auch andere Aspekte der Speicherbetriebsweise. Zur besseren Übersichtlichkeit ist das Zusammenwirken der Ansätze daher in Abbildung 9 dargestellt.

Bezüglich der aktuellen Unsicherheit und Unzufriedenheit rund um das Thema FCAs versprechen am ehesten die Standardisierung und Dynamisierung von Restriktionen Abhilfe. Dabei ist es unerheblich, ob FCAs bisher nur als Übergangsinstrument bis zum erfolgten Netzausbau eingesetzt werden. Einheitliche Standards erleichtern ebenfalls eine sachgerechte Kompensation, da Sachverhalte vergleichbarer werden. Gleichzeitig sollten Eingriffe im Rahmen von FCAs sowie ihr Effekt auf den Redispatch-Bedarf gut dokumentiert werden, um die Transparenz zu stärken und vereinbarte Standards nachschärfen zu können.

Eine Klarstellung durch die Regulierungsbehörde, wann FCAs dauerhaft eingesetzt werden sollten, wäre wünschenswert. Hierbei muss der Einsatz von FCAs regulatorisch mit Netzausbaumaßnahmen abgewogen werden.

Rückt man die mögliche Kostenreduktion durch FCAs in den Fokus, lassen sich FCAs mit einem zielgerichteteren Kompensationsmodell auch als Engpassmanagementwerkzeug für Speicher etablieren. Kann man nämlich die Abrufkosten einer einzelnen FCA-Abregelung beziffern, erlaubt das den Einsatz in einer gemeinsamen Merit-Order-Liste mit anderen Redispatch-Anlagen. Räumt man diesen FCAs zudem eine höhere Priorität im Rahmen des Netzanschlussverfahrens ein, schafft man dadurch zusätzliche Anreize für Anlagen, sich am Engpassmanagement zu beteiligen.

Generell sind FCAs jedoch gegenüber Netzentgeltregelungen ein Werkzeug, das schon heute zur Verfügung steht. Eine netzorientierte Anreizwirkung aus den Netzentgelten ist erst ab 2029 zu erwarten, wenn die Befreiungsregelung nach § 118 Abs. 6 EnWG ausläuft – außer die BNetzA würde den geltenden Zeitraum für die Befreiung anpassen.

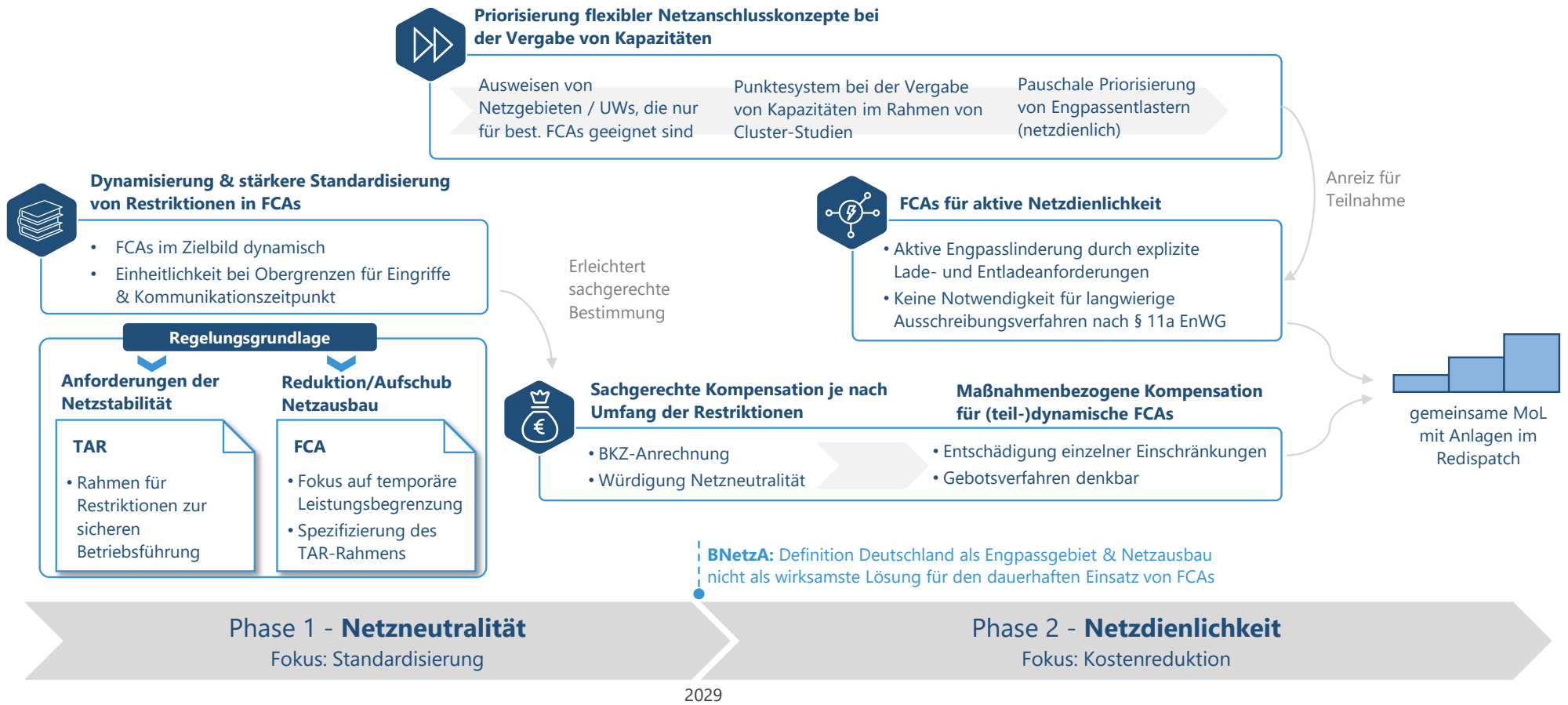


Abbildung 9: Zusammenwirken der Ansätze im Hinblick auf ein FCA-Zielbild

6 Speichernetzentgelte

Die aktuelle Netzentgeltbefreiung für Speicher nach § 118 Abs. 6 EnWG begünstigt deren Hochlauf, führt jedoch zur derzeitigen Flut an Netzanschlussanfragen von Projekten, die vor Ablauf der Befreiung bis August 2029 ans Netz gehen wollen. Für die Zeit danach stellt sich die Frage, ob und in welcher Form Speicher an den Netzkosten beteiligt werden.

6.1 Ausgangslage des regulatorischen Rahmens

6.1.1 Aktuelle Netzentgeltbefreiung für Speicher

Um die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von netzgekoppelten stationären Stromspeichern zu verbessern, wurde mit Inkrafttreten des § 118 Abs. 6 EnWG am 1. Januar 2009 eine temporäre Befreiung von Netzentgelten für die bezogene Strommenge verabschiedet, die zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz zurückgespeist wird. Die Befreiung wurde vom Gesetzgeber mit Bezug auf die maßgebliche Bedeutung von Speicheranlagen für die Integration erneuerbarer Energien begründet [34]. Zudem würden für die zwischengespeicherte Strommenge zweimal Entgeltzahlungen erhoben werden – einmal beim Bezug für die Zwischenspeicherung und einmal beim tatsächlichen Verbrauch. Die Netzentgeltbefreiung gilt für Speicheranlagen, die ab 4. August 2011 in Betrieb genommen werden, und erstreckt sich über einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme [35].

Zunächst war die Befreiung für Anlagen vorgesehen, die bis August 2026 in Betrieb genommen werden. Entsprechend den Forderungen von Verbänden und Unternehmen, die den beginnenden Ausbau an Speichern durch Wegfall der Netzentgeltbefreiung gefährdet sahen, verabschiedete der Bundestag im November 2023 eine Verlängerung um drei Jahre. Nach aktueller Rechtslage erstreckt sich die Befreiung somit auf Anlagen, die bis **August 2029** in Betrieb genommen werden [36]. Der zeitliche Aufschub verschafft etwas Luft, mindert jedoch nicht die Dringlichkeit einer dauerhaften Regelung.

Mit der am 13. November 2025 verabschiedeten Novellierung des EnWGs [37] wurden die

Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Netzentgeltbefreiung § 118 Abs. 6 EnWG überarbeitet. Die Befreiung gilt nun auch für Speicheranlagen, die nur einen Teil des zwischengespeicherten Stroms wieder in dasselbe Netz einspeisen.

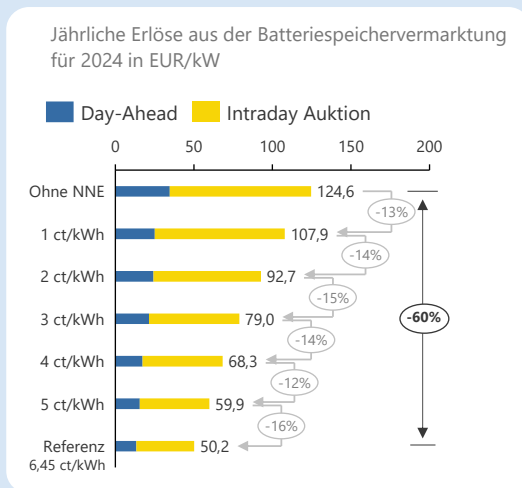
6.1.2 Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom

Die Regulierung der Netzentgelte befindet sich gerade in einem grundlegenden Wandel. Ausgangspunkt hierfür ist ein **Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021**. Mit dem Urteil wurde beanstandet, dass die normative Ausgestaltung der Netzentgelte, die auf Rechtsverordnungen der Bundesregierung basiert, im Widerspruch zu den unionsrechtlichen Anforderungen der Elektrizitätsbinnenmarktlinie steht. Mit der Umsetzung dieses Urteils wurde die **Kompetenz zur Regulierung der Netzentgelte vollständig auf die BNetzA übertragen** [38]. Damit tritt die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 31. Dezember 2028 außer Kraft, die bislang die Bildung von Netzentgelten regelt. Ab diesem Zeitpunkt wird die Netzentgeltsystematik durch eine Festlegung der BNetzA bestimmt.

Entsprechend den regulatorischen Entwicklungen eröffnete die BNetzA am 12. Mai 2025 das **AgNES-Verfahren** mit der Veröffentlichung eines Diskussionspapiers [38]. Seitdem wurden bereits zu verschiedenen Schwerpunktthemen erste Orientierungspunkte veröffentlicht. Im Laufe des Jahres sollen weitere Beteiligungsformate und Konsultationsrunden stattfinden. Bis Ende 2026 wird der finale Festlegungsentwurf ausgearbeitet, um einen nahtlosen Anschluss ab dem 01. Januar 2029 zu gewährleisten.

Die neuen Festlegungen werden das Geschäftsmodell für Speicher entscheidend beeinflussen. In den Orientierungspunkten zu Speichernetzentgelten [6] macht die BNetzA deutlich, dass die heute geltende Vollbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht fortgeführt wird. Zudem wird auch offen überlegt, ob der bisher geltende zeitliche Anwendungsbereich angepasst wird, um ein Level-Playing-Field zu schaffen. Ob dies nur für die diskutierten dynamischen Netzentgelte gelten soll oder auch Komponenten mit Finanzierungsfunktion ist bisher offen – was derzeit zu einiger Verunsicherung bei Finanzierern und Projektierern führt. Grundsätzlich wird überlegt, für Speicher das

Exkurs: Speichererlöse mit statischem Arbeitspreis



*[Link](#) zu weiterführenden Informationen zur Methodik.

Grundmodell für leistungsgemessene Netzkunden anzuwenden. Dabei wird grundsätzlich zwischen Entgeltkomponenten unterschieden, die eine Finanzierungsfunktion erfüllen und solchen, die eine Anreizfunktion erfüllen. Dazu soll weiterhin die Erhebung des Baukostenzuschusses (BKZ) erfolgen. Der Vorschlag zu den Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion ist in Abschnitt 6.3.4 beschrieben. Die Anreizfunktion soll durch einen dynamischen Arbeitspreis erfüllt werden, wobei dieser sogar vornehmlich zunächst für die Speicher eingeführt werden soll (siehe Abschnitt 6.3.1) [39]. Bisher noch ausgeklammert ist die Erhebung von Einspeiseentgelten, da die entsprechenden Orientierungspunkte noch ausstehen (siehe weitere Ausführung in Abschnitt 6.3.1).

6.2 Rolle von Netzentgelten

Sowohl für Projektierer als auch für Netzbetreiber ist eine verlässliche Netzentgeltregelung essenziell. Im Folgenden wird die Rolle von Netzentgelten aus beiden Perspektiven beschrieben.

6.2.1 Perspektive der Speicherbranche

Wie initial geschildert, war die Netzentgeltbefreiung für Speicher eine Maßnahme, um deren Hochlauf zu befähigen. Je nach Höhe und Ausgestaltung kann die Erhebung von Netzentgelten das Erlöspotenzial von Speichern erheblich reduzieren (siehe Analyse in Exkurs-Box) und deren Wirtschaftlichkeit gefährden. Einige Vertreter der Speicherbranche [41] sehen durch die Einführung von Netzentgelten die aktuelle Investitionsdynamik in Gefahr und plädieren für eine

Im Rahmen der Kurzanalyse wurde die Wirkung eines statischen Arbeitspreises auf die Speichererlöse untersucht. Für einen 2 h-Speicher mit einer Leistung von 100 MW und einer Kapazität von 200 MWh wurde eine Jahressimulation mit historischen Preisen des Jahres 2024 durchgeführt. Der Speicher betreibt eine an den Spotmärkten optimierte Vermarktung. Als Referenz wurde ein beispielhaftes Netzentgelt im Übertragungsnetz aus dem Jahr 2024 gewählt [40].

Im Schnitt reduzieren sich die Erlöse je ct/kWh statischem Arbeitspreis um 14 %. Zum Vergleich: mit einem FCA mit dynamischer Leistungsbegrenzung (ohne weitere Einschränkungen) reduzieren sich die Erlöse in zwei untersuchten Regionen um 11 % bzw. 17 %.

Verlängerung der Netzentgeltbefreiung, bzw. Sonderbehandlung von Speichern.

Grundsätzlich besitzen Speicher die technologischen Voraussetzungen, finanzielle Anreize, die die Netzauslastung widerspiegeln, in ihrer Betriebsoptimierung zu integrieren. Eine Ausgestaltung, die der besonderen Rolle von Speichern gerecht wird, kann zu einer netzorientierten Fahrweise anreizen und für zusätzliche Erlöse sorgen.

6.2.2 Perspektive der Netzbranche

Speicher beanspruchen Netzinfrastruktur beim Laden und Entladen, auch wenn sie derzeit von Netzentgelten befreit sind. Dies kann zu Kostenverlagerungen auf andere Verbraucher führen, insbesondere wenn gespeicherter Strom in vorgelagerte Netze zurückfließt. Vor diesem Hintergrund diskutiert auch die BNetzA eine diskriminierungsfreie, verursachungsgerechte Einbindung von Speichern in die Finanzierung von Netzkosten. Für Netzbetreiber ist dabei die Planbarkeit für die Erlöse zentral.

Wenn es darum geht, über die Netzentgelte Anreize für ein netzorientiertes Verhalten zu setzen, stellen sich aus Netzbetreibersicht vor allem Fragen der Umsetzbarkeit und Unvorhersehbarkeit der Reaktion. Daher ziehen Netzbetreiber häufig einen Vergleich zu Gunsten anderer Instrumente des Engpassmanagements, die vermeintlich mehr Sicherheit geben (wie FCAs), da sie ein bestimmtes Verhalten vorgeben. Daneben besteht ein direkter Trade-Off zwischen der Dynamik von Netzentgelten und der Planbarkeit von Erlösen aus Netzentgelten.

6.3 Diskutierte Thesen

Im Rahmen des Kooperationsforums wurden aus dem initial veröffentlichten Diskussionspapier der BNetzA [38] die für Speicher relevanten Kernthemen: Einführung von Einspeiseentgelten, dynamische Entgelte, mögliche Rabatte und die Einführung von Kapazitätspreisen in den Fokus gestellt. Für diese Kernthemen wurden die Auswirkungen auf Speicher sowie sinnvolle Ausgestaltungsmöglichkeiten für Speicher in Form von Thesen diskutiert. Durch die Veröffentlichung der Orientierungspunkte zur dynamischen Netzentgeltkomponente [39] und den Speichernetzentgelten [6] wurden einzelne Thesen bestätigt und andere sind durch die Erläuterungen der BNetzA überholt worden. Die Thesen werden dennoch vollständig aufgeführt, um die Entwicklung der Diskussion und behandelten Fragestellungen nachvollziehbar zu machen.

6.3.1 Vermeidung einer Doppelbelastung bei Einspeiseentgelten

Status Quo

Derzeit werden Einspeiser nicht an den Netzkosten über die Netzentgelte beteiligt [42]. Im Rahmen des AgNes-Prozesses wird eine Finanzierungsbeteiligung der Einspeiseanlagen diskutiert, um eine „fairere“ Kostenverteilung zwischen den Netznutzenden zu schaffen [38]. Zudem wäre ein Umverteilungsmechanismus von Netzentgelten zwischen Gebieten mit hoher Durchdringung von erneuerbaren Energien und verbrauchsdominierten Netzen in geringerem Maße notwendig.

Ausgestaltung für Speicher

Einspeiseentgelte können für anschlussbezogene Komponenten (Kapazitäts- und Grundpreis) oder auch entnahmeabhängige Komponenten (Arbeits- und Leistungspreis) erhoben werden. Auch denkbar ist ein einspeiseentgelte Baukostenzuschuss (BKZ).

Wenn anschlussbezogene Komponenten, der BKZ oder statische entnahmeabhängigen Komponenten einspeiseentgelte eingeführt werden sollten, käme es zu einer direkten Doppelbelastung für BESS. Möglichkeiten zur Vermeidung dieser Doppelbelastung können sein:

- **Erhebung nur der verbrauchs- oder einspeiseentgelte Komponente** bzw. BKZ je nach mittelfristiger vorherrschender Belastungssituation (Last- oder Erzeugungüberschuss) im Netz- oder Teilgebiet.

- **Definition eines spezifischen Speicherentgelts** (bspw. Mittelwert aus verbrauchs- und einspeiseentgelte Komponente).

Auch von der BNetzA wird bestätigt, dass in diesem Fall eine Doppelbelastung vermieden werden muss und dies durch Erhebung von entweder Erzeugungs- oder Verbrauchskomponente umgesetzt werden kann [6]. Bisher wurde keine Logik für die „Entweder-Oder-Erhebung“ dargelegt.

Bei einer dynamischen Ausgestaltung von entnahmeabhängigen Entgeltkomponenten erfolgt die Erhebung je nach lokaler Netzauslastung. Die Doppelbelastung kann dadurch reduziert werden. Werden zusätzlich noch negative Entgelte eingeführt, kann die Belastung für Speicher gänzlich ausgeglichen und somit eine technologieneutrale Systematik erreicht werden. Dies ist ebenso im Einklang mit den definierten Orientierungspunkten der BNetzA für Komponenten mit Anreizfunktion [6].

Offene Fragen & Bedenken

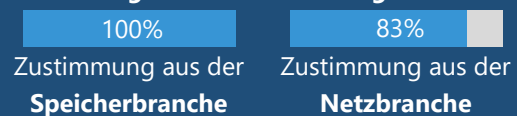
Falls eine Standortsteuerung für Speicher erzielt werden soll, kann diese durch eine unterschiedliche Höhe der einspeise- und verbrauchsseitigen Entgelte integriert werden. Bei einer Berücksichtigung der lokalen/regionalen Netzsituation ist festzulegen, wie diese Regionen definiert werden und von welcher Instanz Erzeugungs- oder Lastüberschuss festgestellt werden.

Bei der Ausgestaltung von Einspeiseentgelten sind die Rückwirkungen auf den europäischen Strommarkt zu berücksichtigen. Andernfalls können hierdurch Marktverzerrungen verursacht werden.

Beispiele aus dem Ausland

In Frankreich gilt ab August 2026 ein statisch-zeitvariabler Arbeitspreis für sowohl Einspeisung als auch Bezug, der regional unterschiedlich in Abhängigkeit von Lastüberschuss oder Einspeiseüberschuss definiert wird [43]. In Dänemark wird neben einem fixen Arbeitsentgelt für Einspeiser auch eine einmalige Anschlussgebühr erhoben, welche ebenso regional nach last- oder erzeugungsgeprägten Regionen unterschieden wird [44], [45].

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



6.3.2 Dynamischer Arbeitspreis gemäß Netzzustandsprognose

Status Quo

Im derzeitigen System gibt es keine finanziellen Signale, welche eine netzneutrale oder netzdienliche Betriebsweise flexibler Anlagen anreizen [46]. Durch die im Rahmen des AgNes-Prozesses diskutierte Dynamisierung von Entgeltkomponenten können potenziell Kosten von Engpassmanagement für Anlagenbetreiber transparent widerspiegelt und damit bestehende Flexibilität netzorientiert eingesetzt werden.

Ausgestaltung für Speicher

Eine Dynamisierung ist für alle anzuwendenden Entgeltkomponenten denkbar. Darüber hinaus bestehen weitere Freiheitsgrade in der Ausgestaltung in Bezug auf Vorlaufzeit, zeitliche Auflösung sowie Höhe und Spreads des Signals, insbesondere in Bezug auf mögliche negative Werte des Entgelts. Es bestehen auch

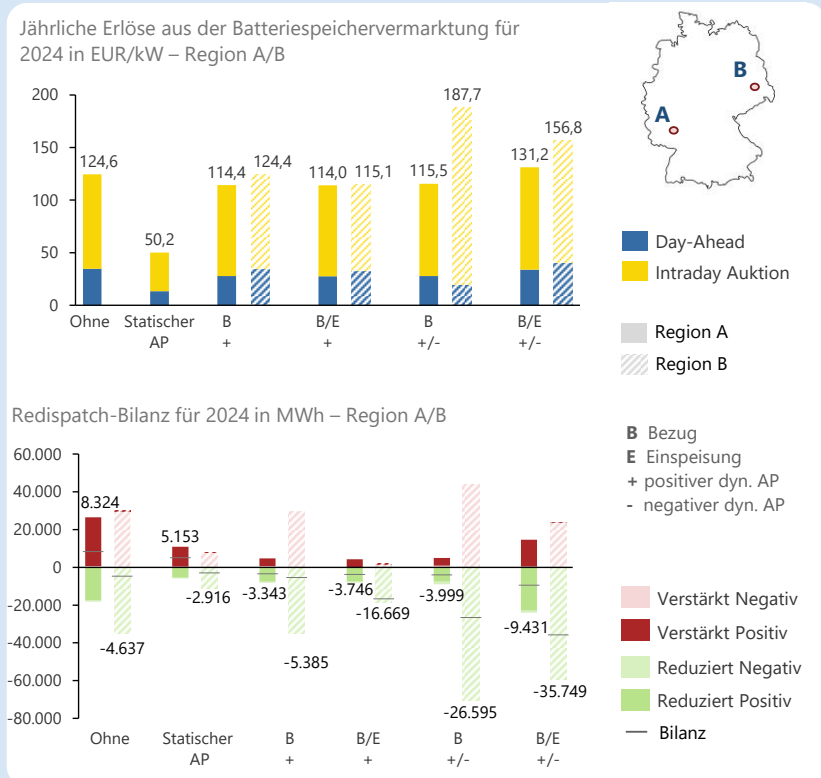
Wechselwirkungen mit einem potenziellen Einspeisentgelt [47], welche beim konkreten Design dynamischer Netzentgelte zu berücksichtigen sind. Diskutierte Ansätze für die Ausgestaltung und Umsetzung einer Dynamisierung sind dabei:

- Ein **dynamischer Arbeitspreis in mindestens stündlicher Auflösung**, welcher auch negative Werte annehmen kann, ist geeignet, um die Kosten von Netzengpässen widerzuspiegeln und einen Anreiz für netzneutrales oder netzdienliches Verhalten zu schaffen. Die konsequenteste Wirkung wird dabei bei einer beidseitigen Implementierung mit positivem und negativem dynamischen Arbeitspreis erzielt.
- Eine **Day-ahead-Kommunikation des dynamischen Arbeitspreises** ist notwendig, um für die Fahrplanoptimierung berücksichtigt zu werden. Dieser zeitliche Vorlauf sollte entsprechend in den Prognoseprozessen der Netzbetreiber umgesetzt werden.

Exkurs: Wirkung dynamischer Arbeitspreise (AP)

Im Rahmen einer Kurzanalyse wurde die Wirkung verschiedener Ausgestaltungsvarianten eines dynamischen AP auf die Betriebsweise eines Speichers untersucht. Für die Analyse wurden zwei Regionen mit gegensätzlichen Redispatchbedarfen ausgewählt. Im Fokus der Untersuchung lag der Effekt von einseitigen vs. beidseitigen Netzentgelten und negativen Netzentgelten.

Zusammenfassend werden hier die Ergebnisse für die Region A und B gezeigt. Aus den Analysen haben wir folgende Erkenntnisse abgeleitet:



*[Link](#) zu weiterführenden Informationen zur Methodik und Ergebnissen.

- In beiden Regionen kann durch einen dynamischen AP der Redispatchbedarf in Summe reduziert werden.
- Im Vergleich von einseitiger (nur Bezug) vs. beidseitiger (Bezug und Einspeisung) Ausgestaltung zeigt sich, dass in beiden Regionen der beidseitige, dynamische AP in Summe mehr Redispatchbedarf reduziert. In Region B hat ein rein positiver, dynamischer AP für den Bezug wenig Effekt aufgrund des hohen negativen Redispatchbedarfs.
- Mit negativen Entgelten erhöhen sich für den BESS in Region B die Erlöse – für Region A nur bei beidseitiger Ausgestaltung. Im Gesamtvergleich kann am meisten Redispatchbedarf mit dem beidseitigen dynamischen AP mit negativen Entgelten reduziert werden.

Statisch-zeitvariable Netzentgelte bieten zwar höhere Planbarkeit für Speicherbetreiber und sind mit geringem Aufwand umsetzbar, können die Netzbelastung aber nicht ausreichend genau erfassen, um eine netzorientierte Fahrweise gezielt anzureizen. Auch von der BNetzA wird bestätigt, dass eine Dynamisierung des Arbeitspreises insbesondere für Speicher sinnvoll ist und früher als für andere Netznutzer eingeführt werden kann [6]. Von der BNetzA wird ebenfalls eine Day-Ahead Kommunikation thematisiert und sogar eine viertelstündliche Auflösung favorisiert.

Im Forum wurde auch diskutiert, dass die örtliche Auflösung des Signals so zu wählen ist, dass die Netz-situation der betreffenden Netzebene geeignet abgebildet wird. Dies kann insbesondere durch die Analyse und Prognose der auftretenden Engpässe bestimmt werden.

Offene Fragen & Bedenken

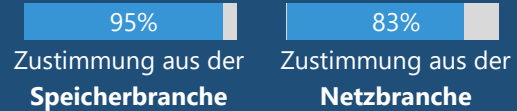
Grundsätzlich findet die Anwendung dynamischer Netzentgelte in der aktuellen Branchendiskussion breite Zustimmung [48]. Für Speicherprojektierer und -betreiber ist besonders relevant, welche Entgeltkomponenten darüber hinaus erhoben werden. Daneben werden von einzelnen Projektierern die Bedeutung robuster Prognosen für die Finanzierung hervorgehoben. Für die konkrete Ausgestaltung sind jedoch noch wesentliche Fragen zu klären:

- Wie können die potenziell eingesparten Kosten für Engpassmanagementmaßnahmen als Grundlage für dynamische Arbeitspreise verlässlich prognostiziert werden?
- Welche Steuerungswirkung wird in Anbetracht der zu erwartenden Marktpreisspreads tatsächlich erzielt?
- Welcher Kommunikationsvorlauf bietet den besten Trade-off zwischen Treffsicherheit der Netzbetreiberprognose und Reaktionsfähigkeit der Anlagen(-betreiber)? Wird durch eine vortägige Implementierung der Effekt der Dynamisierung durch die Prognoseunsicherheiten beeinträchtigt?

Beispiele aus dem Ausland

In Frankreich gilt ab August 2026 ein statisch-zeitvariabler Arbeitspreis für sowohl Einspeisung als auch Bezug, der regional unterschiedlich in Abhängigkeit von Lastüberschuss oder Einspeiseüberschuss definiert wird [43]. In den Niederlanden wird seit 2025 auf der Übertragungsnetzebene ein zeitvariabler Leistungspreis durch einen variablen Faktor auf die Spitzenlast erhoben.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



6.3.3 Rabatte als Kompensation für Leistungen für das Energieversorgungssystem

Status Quo

Im ursprünglichen Diskussionspapier der BNetzA wurde von der BNetzA selbst die Frage aufgeworfen, ob Speicher auf eine oder mehrere Entgeltkomponenten einen Rabatt erhalten könnten. Die derzeit geltende Befreiung von Netzentgelten für Speicher nach § 118 Abs. 6 EnWG kann als 100 % Rabatt auf die Netzentgelte verstanden werden. Falls es künftig einen Rabatt geben sollte, ist davon auszugehen, dass dieser nur in einem angemessenen Verhältnis für eine „Gegenleistung für das Energieversorgungssystem“ gewährt würde.

Ausgestaltung für Speicher

Wie der Rabatt ausgestaltet sein sollte, ist sehr abhängig davon, welche Entgeltkomponenten künftig eingeführt werden sollen und wie deren Gewichtung ausfällt. Nach den Orientierungspunkten der BNetzA sollen Speicher künftig gemäß der Finanzierungsfunktion einen Kapazitätspreis zahlen und zusätzlich einen statischen Arbeitspreis (genaue Definition noch ausstehend) [6]. Wobei diskutiert wird, ob dieser nur auf die saldierten, also die Verlustmengen, gezahlt werden soll. Dies würde zumindest den Punkt der Verzerrung durch statische Arbeitspreise adressieren (siehe Exkursbox).

Denn auch im Forum wurde diskutiert, dass insbesondere der statische Arbeitspreis die Vermarktungsmöglichkeiten eines Speichers stark einschränkt. Entsprechend wurde für die Ausgestaltung festgehalten, dass, wenn es Rabatte geben sollte und ein **statischer Arbeitspreis** auch für Speicher erhoben wird, dieser **zuletzt rabattiert werden sollte**.

Sollte ein Rabatt neben der Einführung eines zeitvariablen oder dynamischen Arbeitspreises in Erwägung gezogen werden, dann **sollte dieser auf leistungs- oder anschlussbezogene Komponenten bezogen** werden. Eine Rabattierung des Arbeitspreises könnte in diesem Fall Fehlanreize erzeugen. Ein Rabatt wäre in Erwägung zu ziehen, da je nach Höhe der leistungs- oder anschlussbezogenen Komponente und Ausgestaltung der zeitvariablen oder dynamischen Arbeitspreise eine Wirtschaftlichkeit für Projekte nicht mehr gegeben wäre.

Offene Fragen & Bedenken

Rabatte wurden im Forum in Bezug zur Anwendung eines FCAs diskutiert, als Kompensation für die Einschränkung des Speicherbetriebs. Wenn sich die Kompensation an den vermiedenen Netzkosten (wie in Abschnitt 5.3.2 beschrieben) orientiert, können dadurch die finanziellen Auswirkungen des FCAs abgemildert werden, aber ggfs. nicht die zusätzlichen wirtschaftlichen Belastungen durch das Netzentgelt. Zudem besteht bei der Kopplung eines Rabatts an einen FCA das Problem, dass es bisher keinen Standard bei der Ausgestaltung von FCAs gibt (die Gegenleistung für den Rabatt wäre demnach immer unterschiedlich). Es bleibt daher eine offene Frage, wie ein Rabatt bei nicht-standardisierten FCAs festgelegt werden könnte. Zusätzlich könnte leicht ein Konstrukt geschaffen werden, bei dem eine faktische Verpflichtung zu FCAs für Speicher geschaffen wird.

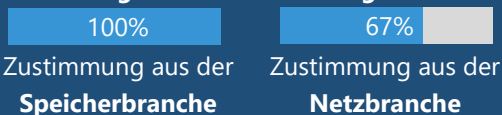
Die Diskussion zu einem Rabatt lässt sich nur schwer von der grundlegenden Diskussion über die Rolle und das Zielbild von FCAs trennen (siehe offene Fragen und Bedenken im Abschnitt 5.3.3). Angesichts der wirtschaftlichen Belastung durch die derzeit ausgehandelten FCAs unterstrichen Projektierer die Bedeutung eines Rabatts oder eben eines spezifischen Speichernetzentgelts, das nur aus einem dynamischen Arbeitspreis besteht.

Auch die Frage nach dem Einsatz von Rabatten als Anreiz für Standorte wurde aufgeworfen. Allerdings zeigt die Analyse der historischen Redispatchbedarfe, dass es keine per se guten oder schlechten Standorte für Speicher gibt. Eine Standortsteuerung für netzgekoppelte Speicher erscheint daher nicht sinnvoll.

Beispiele aus dem Ausland

In den Niederlanden entfällt bei Abschluss eines FCAs, der dem Netzbetreiber in 15 % der Stunden des Jahres umfassende Eingriffsrechte gewährt, der Kapazitätspreis [49]. In Dänemark erhalten Verbraucher einen Rabatt in Höhe von über 50 % auf den Arbeitspreis bei Abschluss eines Netzanschlusses mit limitiertem Netzzugang [50].

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



6.3.4 Kapazitätspreis als Komponente mit Finanzierungsfunktion

Status Quo

In der aktuellen Systematik dienen Leistungspreise für RLM-Kunden dazu, die von der Netzanschlusskapazität abhängigen Kosten näherungsweise abzubilden. Im Rahmen des AgNes-Prozesses wird die Einführung eines Kapazitätspreises diskutiert. Eine ex-ante Buchung der Anschlusskapazität über einen Kapazitätspreis würde die Kostenreflexivität erhöhen und Flexibilitätshemmnisse für flexible Lasten reduzieren.

Ausgestaltung für Speicher

Die Auswirkung eines Kapazitätspreises auf die Fahrweise von Speichern hängt stark von dessen Ausgestaltung ab. Falls die gebuchte Kapazität für ein Jahr oder länger gilt, würden Speicher immer die volle Kapazität nutzen. Gäbe es keine Möglichkeit, die gebuchte Kapazität zu überschreiten, hätte ein **Kapazitätspreis weder Vor- noch Nachteile** gegenüber dem heutigen Leistungspreis. Die Anreizwirkung bestünde höchstens örtlich und bezogen auf die Anlagenauslegung – wie beim heutigen Leistungspreis. Der Kapazitätspreis würde in dieser Form hauptsächlich die Funktion der Finanzierungsbeteiligung von Speichern erfüllen.

Dies ist grundsätzlich im Sinne der BNetzA, wie dem Orientierungspapier zu Netzentgeltkomponenten für Verbraucher zu entnehmen ist (Bundesnetzagentur, 2025d). Da es zum Zeitpunkt der Diskussion im Forum noch nicht klar war, inwiefern das vorgeschlagene Grundmodell für Verbraucher (> 100.000 kWh/a) mit einem Kapazitätspreis und statischen Arbeitspreis(en) für Speicher angewendet werden soll, wurde im Forum diskutiert, ob es sinnvolle Ausgestaltungsmöglichkeiten des Kapazitätspreises für Speicher gäbe, bei denen die Anreizwirkung der Komponente gestärkt werden kann.

Gemäß dem Grundmodell ist vorgesehen, einen Kapazitätspreis mit einem statischen Arbeitspreis (AP 1) zu kombinieren, der für Entnahmen innerhalb der vertraglich gebuchten Kapazität gilt. Bei Überschreitung des Kapazitätslimits soll ein höherer statischer Arbeitspreis (AP 2) zur Anwendung kommen. Es wurde diskutiert, dass die Unterscheidung nach AP 1 und AP 2 unterhalb und oberhalb der gebuchten Kapazität für Speicher nur dann einen wirtschaftlichen Betrieb und Anreize für netzorientiertes Verhalten ermöglicht, wenn **mindestens AP 2 einen dynamischen Arbeitspreis** darstellt. So würde ein Anreiz bestehen, weniger Kapazität als die erwartete Jahreshöchstlast zu wählen.

Im später veröffentlichten Orientierungspapier zu Speichernetzentgelten [6] wurde konkretisiert, dass ein zu zahlender statischer Arbeitspreis sich nur auf die saldierten Mengen beziehen sollte (zumindest für rein netzgekoppelten Speicher). Eine Unterscheidung zwischen AP 1 und AP 2 würde es ggfs. nicht für Speicher geben. Die Anreizfunktion würde alleinig über den dynamischen Arbeitspreis umgesetzt, der symmetrisch und vorzeichengerecht erhoben werden soll. Dieses Modell konnte im Kooperationsforum nicht mehr diskutiert werden.

Es wurde jedoch noch diskutiert, ob eine **Dynamisierung der Kapazitätspreise** als solche sinnvoll ausgestaltet werden könnte. Grundsätzlich könnten sie so gestaltet werden, dass in verschiedenen Zeitfenstern unterschiedliche Preise für die Buchung von Kapazität anfallen, um eine Lenkungswirkung zu erzielen. Dabei würde es sich für Speicher jedoch erst ab einem Betrachtungszeitraum von unter einem Tag lohnen, die gebuchte Kapazität zu variieren.

Offene Fragen & Bedenken

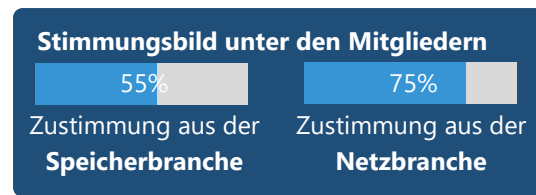
Um die Erfüllung der Finanzierungsfunktion abzusichern und nicht alle Einnahmen von der Arbeitspreisdynamik abhängig zu machen, wurde auch im Forum eine Untergrenze für die buchbare Kapazität in Relation zur Anschlussleistung diskutiert. Dies geht in die Richtung der Überlegungen der BNetzA zur Festlegung einer Mindestkapazität. Die Projektierer äußerten Bedenken bezüglich der Finanzierung und Wirtschaftlichkeit von Speichern durch die Einführung von Kapazitätspreisen. Es bleibt eine offene Frage, welcher Spielraum sich mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit mit dem jetzt vorgeschlagenen Modell noch ergibt. Im Vergleich zur Dynamisierung des Arbeitspreises wurde die hohe Komplexität bei der Buchung von ex ante Kapazitäten hervorgehoben.

Im Zusammenspiel mit FCA-Einschränkungen könnten Fälle auftreten, in denen die gebuchte Kapazität aufgrund einer Leistungsbegrenzung nicht abgerufen werden kann. Diese Wechselwirkung und die sich dadurch ergebende Fahrweise ist stark abhängig von der individuellen FCA-Ausgestaltung und bedarf weiterführender Analysen.

Beispiele aus dem Ausland

Verbraucher im französischen Übertragungs- und Verteilnetz zahlen einen Kapazitätspreis. Es gibt fünf Zeitfenster, die nach typischen Netzbelastungen definiert wurden, für die unterschiedliche Preise anfallen. Bei Überschreitung der gebuchten Kapazität steigen die Kosten abhängig von der Höhe der Überschreitung. Die gebuchte Leistung in den jeweiligen Zeitfenstern

kann mit einer Vorlaufzeit von 3 Tagen geändert werden [43].



6.3.5 Big Picture Speichernetzentgelte

Insgesamt ist bei den Speichernetzentgelten für eine Bewertung nicht nur die Ausgestaltung der einzelnen Komponenten entscheidend, sondern wie diese miteinander kombiniert und untereinander gewichtet werden. Dabei ist bei einer Kombination die Ausgestaltung einer Komponente von der einer anderen abhängig. Diese Wechselwirkungen sind in Abbildung 10 dargestellt. Beispielsweise zeigt sich, dass die grundsätzliche Frage zur Einführung von Einspeiseentgelten natürlich die Ausgestaltung eines dynamischen Arbeits- und eines Kapazitätspreises beeinflusst. Auch werden in der Abbildung die Möglichkeiten zur Kombination der Ausgestaltungsvarianten aufgezeigt.

Das Big Picture macht deutlich, dass es schwierig ist die aufgeworfenen Vorschläge der BNetzA (zur Einführung von Einspeiseentgelten, Rabatten, Kapazitätspreisen und dynamischen Netzentgelten) isoliert voneinander zu betrachten. Für die Netzbetreiber ist für die Refinanzierung der Netzkosten natürlich auch relevant, wie die Netzentgelte insgesamt (also auch für Verbraucher und reine Einspeiser) ausgestaltet werden. Daneben steht bei der Einführung von dynamischen Netzentgelten die Umsetzbarkeit im Vordergrund. Für Speicherbetreiber ist es entscheidend, dass ihre Beteiligung an den Netzkosten über die Entgelte mit Finanzierungsfunktion den Business Case für den Bau und Betrieb nicht unrentabel macht. Dabei müssen die Wechselwirkungen mit den Restriktionen durch FCAs beachtet werden. Dagegen werden dynamische Netzentgelte häufig positiv bewertet – abgesehen von der Planbarkeit für die Finanzierer.

Gerade bei den dynamischen Netzentgelten müssen die Wechselwirkungen mit FCAs berücksichtigt werden. Nicht nur in Bezug auf die Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit, sondern auch die gegebenenfalls eingeschränkte Reaktionsfähigkeit von Speichern auf ein entsprechendes Preissignal (siehe Kapitel 5 und 8).

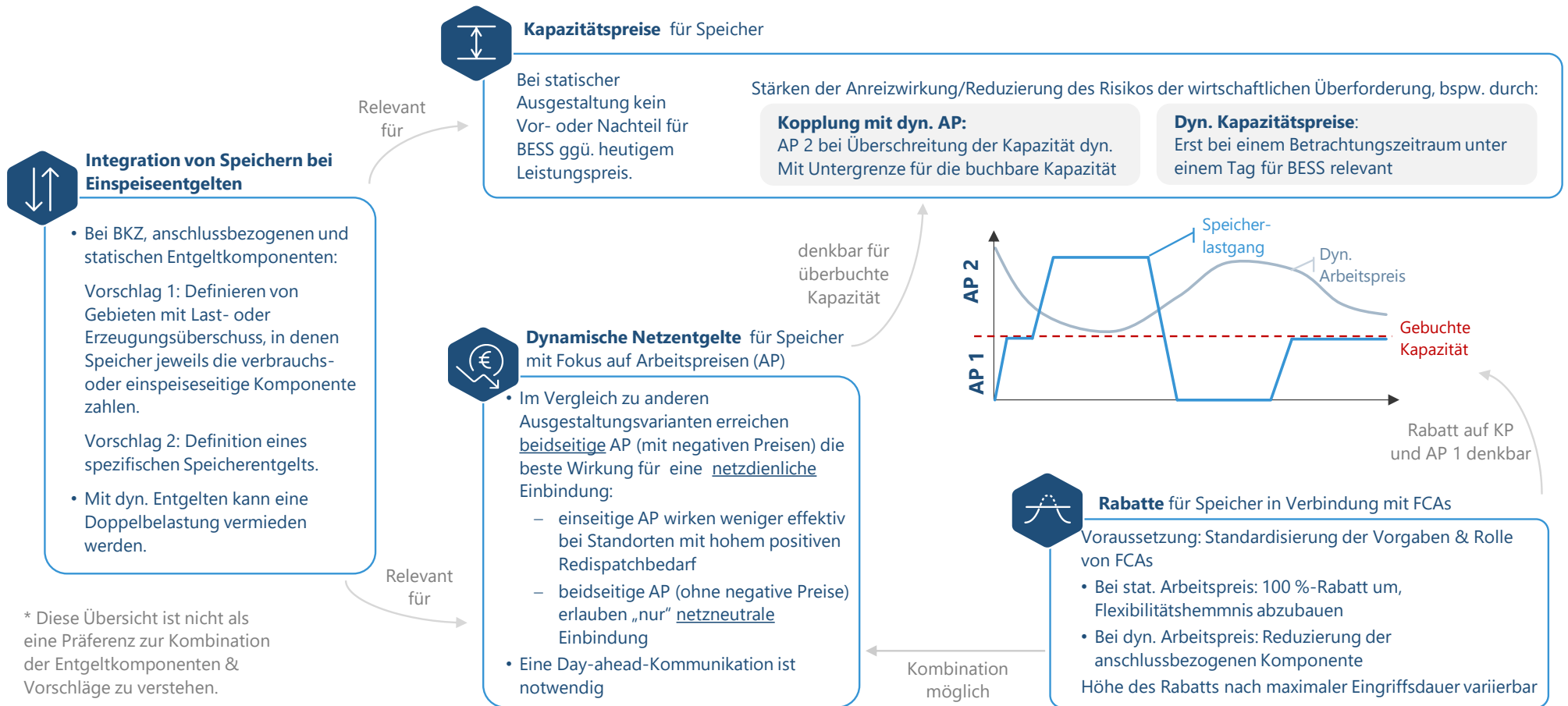


Abbildung 10: Zusammenwirken der verschiedenen Netzentgeltkomponenten

7 Co-Location

Da in Bezug auf Netzanschlüsse eine zunehmende Konkurrenzsituation herrscht, rückt die effizientere Nutzung dieser Anschlüsse zunehmend in den Fokus. Nutzen ein Speicher und eine oder mehrere Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt, spricht man von einer Co-Location.

Besonders bei EE-Anlagen zeigen sich aufgrund deren fluktuierender Erzeugung erhebliche Potenziale zur effizienteren Nutzung von Netzanschlusspunkten. Laut einer Studie aus dem Jahr 2024 liegen die durchschnittlichen Jahresenergieerträge der EE-Erzeugung im Verhältnis zum Netzeinspeisungspotenzial bei 100-prozentiger Auslastung des Netzanschlusspunktes bei Photovoltaik aufgrund des „nächtlichen Brachliegens“ und der typischen PV-Glockenkurve bei nur etwa 13 Prozent. Bei modernen Windenergieanlagen sind es rund 33 Prozent [51].

Vor dem Hintergrund wachsender Netzanschlussbegehren von Speichern kann deren Ergänzung an bestehenden Anlagen oder integrierte Planung mit neuen EE-Anlagen für eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur sorgen und Netzausbaubedarfe reduzieren. Angesichts erschwerter Refinanzierungsbedingungen durch sinkende PV-Marktwerte und den Wegfall des EEG-Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (§ 51 EEG), werden Hybridplanungen mit Speichern zur Optimierung der Einspeisung und

Absicherung gegen Preisrisiken auch aus Perspektive von EE-Anlagenbetreibern immer attraktiver.

7.1 Regulatorischer Rahmen

Ausgestaltungsformen sind bei Co-Location-Projekten vielfältig, was Herausforderungen hinsichtlich einer konsequenten und umfassenden Regulatorik mit sich bringt. Nach aktueller Regulatorik bietet sich die Unterscheidung nach der Herkunft des eingespeicherten Stroms in **Grün-**, **Grau-** und **Mischstromspeicher** in Abbildung 11 an.

7.1.1 Netzanschluss und Überbauung

Netzanschlussverfahren von Co-Location Speichern variieren nach aktueller Regulatorik in Abhängigkeit von der Speicherart: Speicher, die ausschließlich EE-Strom einspeichern (**Grünstromspeicher**), können nach § 3 Nr. 1 EEG als EEG-Anlage gelten und damit von einem vorrangigen Anschluss nach § 8 EEG, sowie zeitlichen Fristen für die Übermittlung eines Bearbeitungszeitplans und die Ergebnismitteilung seitens des Netzbetreibers (Acht Wochen nach Eingang aller Informationen) profitieren. Wird Netzstrom in den Speicher geladen (**Grau- oder Mischstromspeicher**), entfällt dieses Privileg und es erfolgt der Anschluss nach allgemeiner Netzanschlussvorschrift (§ 17 EnWG) ohne entsprechende Fristen.

Eine bedeutende Änderung brachte im Februar 2025 das Solarspitzengesetz, das mit der Novellierung des

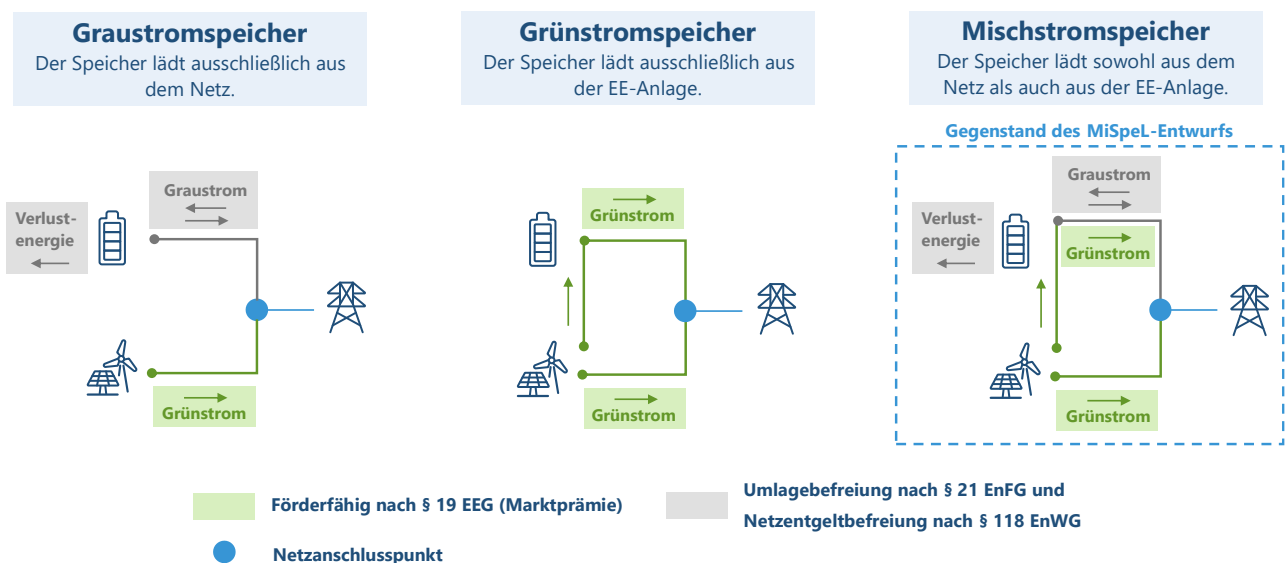


Abbildung 11: Co-Location Konfigurationen und Befreiungstatbestände

§ 8/8a EEG bzw. § 17 Abs. 2b EnWG den regulatorischen Rahmen für die **Überbauung von Netzan-schlüssen** ermöglichte. Mit der Überbauung wurde die regulatorische Grundlage geschaffen, um eine oder mehrere Anlagen mit einer höheren kumulierten installierten Leistung anzuschließen, als die am Netzverknüpfungspunkt zulässige Einspeiseleistung. Im Forum wurde die Möglichkeit zur Überbauung von Netzan-schlüssen überwiegend positiv bewertet.

Beim Netzan-schluss von Co-Location-Speichern bleiben Fragen offen: Obwohl die Überbauung eine relevante Weichenstellung darstellt, bestehen beim Netzan-schluss von Co-Location-Speichern weiterhin erhebliche Unsicherheiten – insbesondere im Genehmigungsverfahren, in der praktischen Umsetzung der Überbauung, der Kommunikation und Abstimmung mit Netzbetreibern sowie Fragen zur Kostenteilung.

7.1.2 Innovationsausschreibung (InnAusV)

Bereits 2020 wurde mit der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) ein Instrument zur Förderung von Anlagenkombinationen aus EE-Anlagen und Speichern an einem Netzverknüpfungspunkt geschaffen. Das Förderinstrument richtet sich dabei ausschließlich an Grünstromspeicher und sieht einen Anspruch auf die Marktprämie für 20 Jahre vor. Zwar werden die Technologien Windenergie an Land und PV adressiert, seit Beginn der Ausschreibung wurde jedoch lediglich ein Windprojekt bezuschlagt. Die mangelnde wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber PV-Projekten wird hierbei als mögliche Ursache betrachtet [52]. Auch in der Septemberauktion 2025 fielen alle 33 Zuschläge auf PV-Speicher

Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)

In Zuge der Anpassungen in § 19 EEG können Speicherbetreiber künftig den Anspruch auf die Marktprämie neben der Ausschließlichkeitsoption in zwei weiteren Optionen geltend machen. Zur Konkretisierung der neuen „**Abgrenzungs-**“ und „**Pauschaloption**“ hat die BNetzA Eckpunkte zur Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) im September 2025 zur Konsultation gestellt. Während die Pauschaloption auf die Nutzung von Heimspeichern in Kombination mit PV-Anlagen bis 30 kWp abzielt, ist für Großbatteriespeicher insbesondere die Abgrenzungsoption zur Trennung förder- und saldierungsfähiger Strommengen relevant.

Kombinationen, wobei die Ausschreibung 4,5-fach überzeichnet war [53]. Ein Großteil der Gebote erhielt demnach keinen Zuschlag. Die Innovationsausschreibung stand wegen ihrer begrenzten Eignung für Wind-Projekte in der Vergangenheit mehrfach in der Kritik. Auch die oft geringe Auslastung der Speicher durch die Grünstrom-Auflage wurde im Forum mehrfach kritisiert.

7.1.3 Förder- und Saldierungsfähigkeit

Bei der Zwischenspeicherung von Strom aus einer EEG-geförderten Anlage kann dessen Förderfähigkeit im Rahmen der Marktprämie aufrechterhalten werden. Bisher kam dafür die **Ausschließlichkeitsoption** nach § 19 Abs. 3a EEG in Frage, nach der ausschließlich EE-Strom in den Speicher geladen wird, um den Anspruch auf die Marktprämie weiterhin zu erheben. Dabei entfällt jedoch die EEG-Förderfähigkeit des zwischengespeicherten EE-Stroms, sobald ebenfalls Netzstrom zur Speicherung bezogen wird.

Sowohl die Grünstromspeicher-Prämisse der Innovationsausschreibung als auch die Ausschließlichkeitsoption verhindern derzeit **eine Nutzung freier Kapazitäten von EE-Speichern** für marktorientierte Lade-/Entladevorgänge und andere systemdienliche Funktionen rein netzgekoppelter Speicher.

Dabei wurde mit den Regelungen des § 21 EnFG bereits die Grundlage geschaffen, auch bei Mischspeichern Umlagen für zwischengespeicherten Netzstrom sowie für die angefallene Verlustenergie zurückzuerstatten bzw. zu saldieren. Die Anpassung des § 118 Abs. 6 EnWG im Dezember 2025 macht dies nun erstmals auch für Netzentgelte möglich. Durch die Änderung des Wortes „wenn“ in „soweit“ werden nun auch

Abgrenzungsoption

- Durch **Messeinrichtungen** wird viertelstündlich erfasst, welche Strommenge aus der EE-Anlage, bzw. aus dem Netz stammt.
- **Genauere Ermittlung** der förderfähigen (aus der EE-Anlage) und nach § 21 EnFG saldierungsfähigen Strommengen (zurückgespeister Netzstrom).

Die Saldierung umfasst bisher lediglich gezahlte Umlagen. Jegliche Regelungen hinsichtlich Netzentgelten sind laut Eckpunktepapier vom 18.09.2025 explizit nicht Teil des MiSpeL-Festlegungsverfahrens. Hierzu wird auf den AgNes-Prozess verwiesen.

Stromspeicher erfasst, die nur einen Teil des eingespeicherten Stroms wieder in dasselbe Netz zurückspeisen. Die sogenannte Saldierung des zwischengespeicherten Stroms (Graustrom) ist damit komplementär zur förderfähigen Grünstrommenge zu betrachten.

Mit dem Solarspitzengesetz wird nun die aktive Marktteilnahme und der Multi-Use von Co-Location-Speichern erleichtert. Zwei neue Optionen (§ 19 Abs.3b/c EEG) sollen die **Abgrenzung von anteilig förder- und saldierungsfähigen Strommengen in Mischstromspeichern** regulatorisch regeln. Hierfür hat die BNetzA im Juli 2025 das Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) eröffnet und muss bis zum 30.06.2026 Festlegungen treffen, mit denen die Optionen wirksam werden. Eine anteilige Netzentgeltbefreiung von zwischengespeichertem Strom nach § 118 Abs. 6 EnWG wird mit Verweis auf den AgNes-Prozess (siehe Kapitel 6.1.2) im MiSpeL-Verfahren allerdings nicht berücksichtigt.

7.2 Potenziale von Co-Location

Die vielfältigen Ausgestaltungen von Co-Location-Projekten stellen nicht nur auf regulatorischer Ebene eine Herausforderung dar, sondern führen auch zu diversen Speicherfahrweisen je nach Anlagenkombinationen, Betreiber- und Vermarkterkonstellationen, sowie den verfolgten Optimierungsstrategien. Dadurch entsteht am gemeinsamen Netzanschlusspunkt ein spezifisches Einspeise- und Lastprofil der Anlagenkombination. Dies kann vorteilhaft sein, stellt Netzbetreiber jedoch auch vor Herausforderungen. Je nach

Standortcharakteristika ergibt sich dadurch die Fragestellung nach einer **übergeordneten Zielstellung** der Co-Location-Konfiguration.

Im Basisfall kann diese primär einer effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur und Erhöhung der Auslastung des Netzanschlusspunktes entsprechen. Im Folgenden bezeichnet als **Infrastruktursynergie**, kann die synergetische Nutzung (bestehender) Netzinfrastruktur bereits Netzausbaukosten in gewissem Maße reduzieren und einen Beitrag zur Überwindung aktueller Netzanschlussherausforderungen einnehmen – unabhängig von der Betriebsweise als Grau-, Grün- oder Mischstromspeicher, der gewählten Optimierungsstrategie oder einer möglichen zusätzlichen nicht-marktaktiven, verbrauchsseitigen Optimierung (z. B. bei Hybridparks mit zusätzlichem Verbraucher).

Darüber hinaus können mit der Co-Location erweiterte Zielstellungen verfolgt werden, die stärker an die tatsächliche Fahrweise und das Gesamtprofil am Netzanschlusspunkt anknüpfen und zusätzliche netz- oder marktorientierte Wirkungen adressieren. So kann ein Speicher die **Marktintegration der EE-Anlage** verbessern, indem er die zeitliche Entkopplung der volatilen Stromproduktion von der Einspeisung ermöglicht und die EE-Einspeisung am Netzanschlusspunkt entlang des Marktsignals verschiebt. Wie bereits in Kapitel 5.2.2 beschrieben, kann eine verstärkte Marktausrichtung jedoch insbesondere durch die Teilnahme am kontinuierlichen Intraday-Handel auch zu zusätzlichen Herausforderungen in der Netzplanung führen.

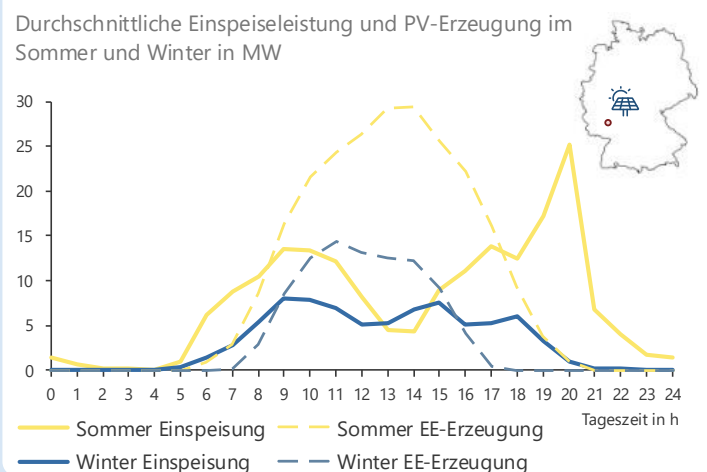
Co-Location Speicher werden daher ebenfalls im Rahmen eines **netzorientierten Einsatzes von EE-**

Exkurs: Wie können Grünstromspeicher das Einspeiseprofil einer PV-Anlage verändern?

Im Rahmen einer Kurzanalyse wurde der Einfluss eines Grünstromspeichers auf das Einspeiseprofil einer PV-Anlage an einem Referenzstandort untersucht.

Der Grünstromspeicher führt bei der Teilnahme an der Day-Ahead und Intraday-Auktion zu einer Glättung der PV-Kurve durch **Reduktion der PV-Einspeisespitzen zur Mittagszeit** und kann in diesen Zeiten die Netzbelastung reduzieren.

In den Abendstunden zu Zeiten hoher Börsenpreise speist der Speicher im Sommer allerdings mit hoher Leistung ins Netz ein. Die Analyse verdeutlicht das Potenzial des Speichers, PV-Profile zu glätten, zeigt jedoch auch, dass Grünstromspeicher **auch neue Einspeisespitzen verursachen können**.



*[Link](#) zu weiterführenden Informationen zur Methodik und Ergebnissen

Anlagen diskutiert, um ein aktiv netzdienliches bzw. netzneutrales Verhalten der Anlagenkombination zu ermöglichen. Dabei kann der Speicher so eingesetzt werden, dass die Einspeisung der EE-Anlage am Netzanschlusspunkt gezielt nach Netzsignalen ausgerichtet wird.

Damit wird deutlich, dass Co-Location-Konfigurationen ein breites Potenzialspektrum bieten können, dessen Aktivierung jedoch maßgeblich von den bestehenden Rahmenbedingungen abhängt. Um die Potenziale in der Praxis effektiv nutzbar zu machen, bedarf es gezielter Ansatzpunkte auf regulatorischer und systemischer Ebene. Die anschließend diskutierten Maßnahmen setzen an diesen Herausforderungen an.

7.3 Diskutierte Ansätze zur Hebung von Co-Location Potenzialen

Co-Location Speicherprojekte stehen grundsätzlich vor ähnlichen Herausforderungen wie in den vorangegangenen Kapiteln im Hinblick auf den Netzanschluss, die Weiterentwicklung der Speichernetzentgelte und den Einsatz von FCAs. Diese Herausforderungen verschärfen sich im Co-Location Fall teilweise durch zusätzliche Anforderungen und die Komplexität der kombinierten Anlagenstruktur.

Im Kooperationsforum Großbatteriespeicher wurden in diesem Zusammenhang zentrale Pain-Points und regulatorischen Fallstricke identifiziert. Darauf aufbauend hat die FfE Ansätze zur Hebung von Co-Location Potenzialen ausdifferenziert. In fünf Ansätzen werden dabei Herausforderungen im Netzanschlussprozess, hinsichtlich Marktintegration und Wirtschaftlichkeit sowie in Bezug auf Systemauswirkungen und Netzintegration adressiert. Die Bausteine wurden mit den Forummitgliedern diskutiert und in einem Feedback-Prozess geschärft und eingeordnet. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

7.3.1 Weiterentwicklung bestehender Prozesse im Netzanschlussverfahren

Status Quo

Derzeit stehen Projektierern Informationen über Standorte mit freien Kapazitäten für Co-Location-Projekte nicht ausreichend zur Verfügung. Gerade Projektierern, die an einer Nachrüstung von Speichern an bestehenden EE-Anlagen anderer Betreiber interessiert sind, ist die Projektierung erschwert. In den bestehenden Prozessen im Netzanschlussverfahren sind Anfragen für Co-Location-Projekte nicht hinreichend berücksichtigt.

Bestehende Antragsformulare nach VDE-AR-N 4110/4120 [54] erfassen die Anlagenkonstellation sowie den Betriebsmodus des Speichers. Um bei der Netzverträglichkeitsprüfung das tatsächliche Verhalten der Anlagenkombination abzubilden, bedarf es weiterer Informationen, z. B. welche Anlage vorrangig einspeisen wird. Netzbetreiber müssen Informationen nachfordern oder gehen von Worst-Case-Betrachtungen aus. Bei der Erstellung von Mess- und Zähler-Konzepten sowie der Vertragsgestaltung erfordert jedes Co-Location-Projekt aufwendige, individuelle Abstimmungen und Verhandlungen zwischen den Akteuren.

Beschreibung der Lösung

Bestehende SNAP-Tools der VNBS weisen mögliche Netzanschlusspunkte für Neuanlagen aus. Ergänzend könnten Potenzialstandorte ausgewiesen werden, an denen Speicher in Form von Co-Location ans Netz angeschlossen werden können (insbesondere falls keine Kapazitäten für Stand-alone-Speicher verfügbar sind).

Die bestehenden Antragsformulare werden durch dedizierte Eingabefelder für Co-Location ergänzt, z. B.:

- Betreiberverhältnisse der Anlagen
- Art der Speichernutzung (Grün-, Grau- oder Mischstromspeicher)
- Spezifikation der vorrangigen Einspeiseanlage

Es werden standardisierte Guidance Notes für Mess- und Zählerkonzepte eingeführt. Ausgangspunkt dafür können die im MiSpeL-Entwurf vorgestellten Konzepte für verschiedene Fallkonstellationen im Rahmen der Abgrenzungsoption sein [55], deren Anwendung auf weitere Varianten übertragbar ist. Ein Teil der im Rahmen der Konsultation eingereichten Stellungnahmen [56] begrüßt das Formelwerk zur Abgrenzung der Energiemengen. Seitens einiger Netzbetreiber gibt es jedoch Bedenken hinsichtlich der Komplexität des Umsetzungsaufwands der vorgeschlagenen Prozesse und Formeln [57], [58], [59]. Eine Verallgemeinerung der Berechnungslogik würde dazu beitragen, die in der Praxis vorkommende Vielfalt an Anlagenkonstellationen abzudecken und die Einführung zu erleichtern.

Die vielen möglichen Anlagen- und Akteurs-Konstellationen ergeben nach aktuellen Praxiserfahrungen eine komplexe Vertragslandschaft [60]: Für Überbauungen umfasst diese beispielsweise einen Netzanschlussvertrag sowie gegebenenfalls einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber, eine Überbauungsvereinbarung zwischen

Anlagenbetreibern und je nach Konstellation eine flexible Netzanschluss- und eine Infrastrukturnutzungsvereinbarung zwischen Anlagenbetreibern und dem Betreiber des Umspannwerks. Ein standardisierter Leitfaden wird eingeführt, der für die Erstellung der genannten Verträge herangezogen werden kann und diese auf das nötige Minimum beschränkt.

Chancen

Das Ausweisen von Standorten oder Gebieten, an denen die Nachrüstung eines Speichers an EE-Bestandanlagen möglich ist, erleichtert die Planung von Co-Location-Projekten erheblich und Netzanschlussanfragen können zielgerichteter gestellt werden. Mit der Einführung von dedizierten Feldern für Co-Location in den Antragsformularen liegen den Netzbetreibern vollständige Informationen über ein Projekt vor, was eine schnellere Bearbeitung ermöglicht und individuelle Abstimmungen reduziert. Die Projektierung wird durch standardisierte Guidance Notes und Leitfäden zu Zähler- und Messkonzepten und Vertragsgestaltungen erheblich erleichtert.

Offene Fragen & Bedenken

Die Einführung von Potenzialstandortkarten für Co-Location-Anlagen bedeutet zunächst Aufwand bei den Netzbetreibern. Es bedarf einer effizienten Methodik, entsprechende Analysen in die bestehenden SNAP-Tools zu integrieren.

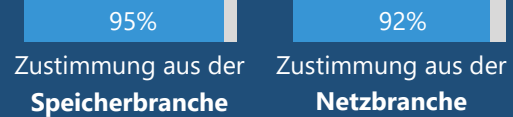
Für die Entwicklung dedizierter Guidance Notes für Mess- und Zählerkonzepte ist zu erarbeiten, welche technischen Standards als verbindlich zu berücksichtigen sind. Ebenso bleibt zu evaluieren, welche Elemente der Vertragsgestaltung standardisiert werden können.

Auch bei Nachrüstung eines Speichers an einen bestehenden Netzanschlusspunkt ist für jedes Projekt eine Prüfung der individuellen Netzsituation unerlässlich. Dies kann bereits bei der Ergänzung eines Grünstromspeichers aufgrund dessen Einfluss auf die Einspeisecharakteristik einer PV-Anlage der Fall sein.

Beispiele aus dem Ausland

Die britische Regulierungsbehörde Ofgem [61] und die Systemführungsorganisation NESO [62] veröffentlichen dedizierte Guidance Notes für Co-Location, die standardisierte Messkonzepte für verschiedene Anlagenkonstellationen definieren, sowie dedizierte Anmeldeformulare für Co-Location, in denen die Betriebsweise des Speichers spezifiziert wird.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



7.3.2 Priorisierung von Co-Location Projekten ermöglichen

Status Quo

Der Netzanschlussprozess dauert sowohl bei neuen Co-Location-Projekten als auch bei Nachrüstung eines Speichers an einen bestehenden Netzanschluss oftmals mehrere Monate bis hin zu Jahren. Derzeit wird im Netzanschlussverfahren nur die Anlagenkonstellation Grünstromspeicher privilegiert (nach § 8 EEG).

Beschreibung der Lösung

Statt einer Priorisierung anhand der Anlagenkonfiguration sollten Co-Location-Projekte anhand ihres volkswirtschaftlichen Mehrwerts eine Priorisierung im Netzanschlussverfahren erlangen. Eine Priorisierung kann sich nach Relevanzkriterien richten, durch die Co-Location-Anlagen in drei Stufen klassifiziert werden:

1. **Infrastruktursynergie:** Synergetische Nutzung von (bestehender) Netzinfrastruktur
2. **Marktintegration:** Entkopplung von Stromproduktion und zeitliche Verlagerung der EE-Einspeisung nach Marktsignal
3. **Netzorientierung:** Aktiv netzdienliches/netz-neutrales Verhalten: Netzanschlusspunkt - Integration einer EE-Anlage nach Netzsignalen (i.d.R. in Kombination mit FCAs)

Dabei baut Stufe 3 nicht zwingend auf Stufe 2 auf. Eine Kombination von allen drei Stufen sollte mit der höchsten Priorisierung einhergehen. Eine mögliche Priorisierung ist mit den in Kapitel 4.3.3 und 5.3.4 dargestellten Überlegungen auszuarbeiten und konform zu gestalten. Ein netzorientierter Stand-alone-Speicher könnte z. B. vor einem Co-Location-Speicher in Stufe 1 priorisiert werden.

Chancen

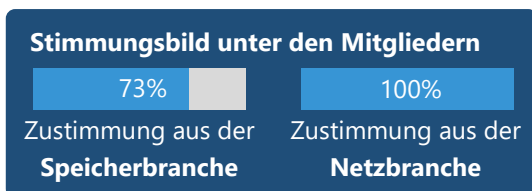
Die Priorisierung von Co-Location-Projekten führt zu einer effizienteren Nutzung der verfügbaren Netzanschlusspunkte. Die Kopplung an Kriterien, die das operative Verhalten bewerten, hebt die ausschließliche Privilegierung von Grünstromspeichern auf.

Offene Fragen & Bedenken

Für eine derartige Priorisierung ist es essenziell, Zielbilder festzulegen, die mit der Integration von Co-Location-Anlagen auf Bundesebene strategisch verfolgt werden sollen. Es ist außerdem zu klären, welche Kriterien eine Co-Location-Anlage erfüllen muss, um nachweislich die Stufen der Marktintegration und Netzorientierung zu erlangen und wie diese im Vergleich zum stand-alone Speicherbetrieb einzuordnen sind.

Beispiele aus dem Ausland

In UK gibt es eine „Fast-Lane“ für bestimmte designierte Projekte von besonderer systemischer Relevanz [14]. In Irland profitieren Speicher in Co-Location-Projekten (wie EE-Anlagen) von leichteren Genehmigungsverfahren und Genehmigungsfristen von maximal 12 Monaten [63].



7.3.3 MiSpeL als Treiber effizienter Speichernutzung weiter ausbauen

Status Quo

Das Festlegungsverfahren MiSpeL zur klaren Trennung förder- und saldierungsfähiger Stromanteile als relevante Änderung zur Öffnung von Speicherpotenzialen für den Multi-Use befindet sich Stand Februar 2026 in der Konsultationsphase (siehe Kapitel 7.1.3). Nach den im November 2025 veröffentlichten Eckpunkten findet der regulatorische Rahmen Anwendung auf die Marktprämie (§19 EEG) und Umlagebefreiung (§21 EnFG), wobei mindestens eine der betreffenden Anlagen in der geförderten Direktvermarktung sein muss.

Das Verfahren zielt auf die regulatorisch klar geregelte Trennung verschiedener Strommengen ab und wurde im Forum von der überwiegenden Mehrheit grundsätzlich begrüßt. Es deckt jedoch den bestehenden Rahmen an Anlagen und Befreiungstatbeständen derzeit nicht umfassend ab. Keine Anwendung findet das Verfahren nach aktuellem Stand auf Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, bei denen die Saldierungsfähigkeit wiedereingespeister Strommengen bei Anlagenkombinationen mit einem angeschlossenen Verbraucher derzeit beschränkt ist. Ausgeschlossen sind ebenfalls explizit Anlagen in der

Innovationsausschreibung, die aktuell nur auf reine Grünstromspeicher abzielt.

Auch die derzeit geltende Netzentgeltbefreiung von zwischengespeichertem Strom nach § 118 Abs. 6 EnWG wird vor dem Hintergrund des AgNes-Prozesses (siehe Kapitel 6.1.2) im MiSpeL-Verfahren nicht berücksichtigt. Im Falle der Umsetzung der EnWG-Novellierung von Dezember 2025, welche durch eine Anpassung von § 118 EnWG eine anteilige Netzentgeltbefreiung bei der Zwischenspeicherung ermöglicht, besteht jedoch explizit der Bedarf nach einer klaren regulatorischen Regelung zur Umsetzung ebendieser.

In der Fachöffentlichkeit wurde die lange Phase rechtlicher Unsicherheit vor MiSpeL sowie ein jahrelanger regulatorischer Stillstand bei der Marktintegration von Speichern kritisiert [64]. Auch im Kooperationsforum wird die Relevanz einer zeitnahen Lösung ohne weitere Verzögerungen mehrfach hervorgehoben.

Beschreibung der Lösung

Eine rechnerische Abgrenzung von Strommengen sollte nicht vor verschiedenen Vermarktungsoptionen, Befreiungstatbeständen oder Anlagenkombinationen Halt machen, sondern bedarf einer einheitlichen Umsetzung.

- Eine Öffnung des MiSpeL-Anwendungsbereichs für **ungeförderte Anlagen** erlaubt die Abgrenzung von saldierungsfähigen Stromanteilen (§ 21 EnFG) von ungefördertem EE-Strom bzw. eigenverbrauchtem Strom.
- Eine Öffnung des MiSpeL-Anwendungsbereichs auf die **Innovationsausschreibung** ermöglicht die effizientere Speichernutzung gering ausgelasteter Grünstromspeicher (z. B. im Winter/ nachts). Dies erfordert eine Anpassung der InnAusV. Die „Grünstromspeicherfunktion“ könnte hierbei durch speziell ausgestaltete FCAs (siehe Kapitel 7.3.4) sichergestellt werden.
- Bei Überlegungen zur **anteiligen Netzentgeltbefreiung** sollte geprüft werden, inwieweit ein Bezug zum MiSpeL-Verfahren unter Berücksichtigung der Neufassung des § 118 Abs.6 EnWG hergestellt werden kann.

Auch in der derzeitigen Diskussion zu Befreiungen vom Arbeitspreis bei Netzentgelten für Multi-Use-Speicher sollte vermieden werden, Regelungen zu schaffen, die im Widerspruch zu MiSpeL stehen – insbesondere dann, wenn

Befreiungstatbestände in Abhängigkeit von der Stromherkunft angewendet werden sollen.

Chancen

Im Kontext von MiSpeL und einer möglichen weitergehenden Berücksichtigung von Netzentgelten, sonstiger Direktvermarktungsoptionen sowie der Innovationsausschreibungsverordnung (InnovAusV) ergeben sich erhebliche Chancen zur Hebung von Flexibilitätspotenzialen. Grünstromspeicher können durch die Nutzung freier Speicherkapazitäten stärker zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch beitragen und zugleich zusätzliche Systemdienstleistungen bereitstellen. Graustromspeicher bieten darüber hinaus das Potenzial, die Integration von EE-Anlagen am Netzanschlusspunkt zu ermöglichen, indem sie Einspeisespitzen aufnehmen und bestehende netzseitige Restriktionen abmildern. Eine kohärente Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen kann so sowohl die Systemeffizienz erhöhen als auch marktliche Anreize für einen netzdienlichen Speichereinsatz stärken.

Offene Fragen & Bedenken

Mit der Umsetzung der MiSpeL-Festlegung ergeben sich Anpassungsbedarfe im Netzanschlussprozess. Dies betrifft die derzeitige Priorisierung von Grünstromspeichern im Rahmen ihrer Anschlussmöglichkeit nach § 8 EEG in Verbindung mit einer nachträglichen Wechselmöglichkeit von Grün- zu Mischstromspeichern.

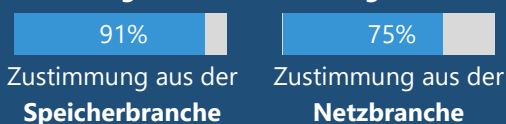
Im Forum wurden mögliche Veränderungen der Einspeiseprofile infolge der Öffnung von Single-Use- zu Mischstromspeichern als Herausforderung betont. Hier wäre zu klären, inwiefern diese Effekte in der derzeitigen Netzplanung berücksichtigt werden können.

Das MiSpeL-Verfahren bedeutet einen zusätzlichen Aufwand und eine höhere Komplexität für alle beteiligten Akteure, was die Relevanz einer konsistenten und umfassend gedachten Planung – etwa entlang des AgNes-Prozesses – weiter erhöht. Eine Erweiterung des Anwendungsbereichs sollte zudem die Festlegung des MiSpeL-Verfahrens nicht weiter verzögern.

Beispiele aus dem Ausland

Keine Beispiele bekannt

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



7.3.4 FCAs als Schlüsselement zielgerichteter Co-Location

Status Quo

Co-Location Projekte können grundsätzlich mit verschiedenen Zielstellungen verbunden werden (siehe Kapitel 7.2). Welche Zielstellungen im Einzelfall verfolgt werden, hängt maßgeblich von den spezifischen Gegebenheiten am jeweiligen Netzanschlusspunkt ab. Abgesehen von einer inhärenten Infrastruktursynergie, die mit der gemeinsamen Nutzung der Netzinfrastruktur einhergeht, sind erweiterte Zielerreichungen (vgl. Kapitel 7.2) jedoch nicht per se gegeben.

Vielmehr wird, wie zuvor dargestellt, die Netz- und Systemwirkung eines Co-Location-Speichers wesentlich durch dessen Fahrweise bestimmt. Im Forum wurde wiederholt betont, dass Netzneutralität und Netzdienlichkeit auch bei Co-Location-Projekten zentrale Zielbilder darstellen. Da Batteriespeicher im kontinuierlichen Intraday-Handel aufgrund des hochfrequenten Tradings ihre Leistung sehr abrupt zwischen Einspeisung und Bezug wechseln können, wurde dies aus Netzsicht als besondere Herausforderung bei der Ergänzung eines Speichers zu einer EE-Anlage identifiziert.

Bestehende Co-Location-Vertragskonzepte dienen bislang insbesondere der Festlegung statischer Leistungsbeschränkungen bei einer Überbauung am Netzanschlusspunkt. Diese unterliegen derzeit häufig komplexen Vertragsstrukturen. Im Forum wurde zudem deutlich, dass wesentliche Abstimmungs- und Informationsprozesse, wie etwa die wechselseitige Übermittlung von Einspeiseprognosen zwischen verschiedenen Anlagenbetreibern, derzeit nicht klar geregelt sind.

Beschreibung der Lösung

Bestehende Co-Location Vertragskonzepte bieten Standardisierungspotenzial, um Infrastruktursynergien effizienter nutzbar zu machen. Diese könnten beispielsweise Informationspflichten beinhalten. Darüber hinaus können diese für übergeordnete Integrationsziele weiterentwickelt und erweitert werden. Abhängig von den jeweiligen Standortzielen sind dabei (gegebenenfalls in teilstandardisierter Form) Co-Location-FCAs in unterschiedlichen Ausprägungen denkbar. Durch eine Teilstandardisierung können die angestrebten Netz- und Systemwirkungen mit Fokus auf die Interaktion der Anlagen individuell adressiert, sowie potenzielle negative Rückkopplungseffekte begrenzt werden.

Co-Location-Anlagen können über **netzanschlusspunktbezogene FCAs** so gesteuert werden, dass zentrale Funktionen auch bei einer Anlagenkombination oder Öffnung zum Multi-Use erhalten bleiben. Dafür sind klare **Priorisierungs- und Interaktionsregeln** notwendig, z. B. zu Einspeisevorrang, Redispatch-Abrufen oder zeit- bzw. signalbasierter Ladevorgaben für den Speicher (z. B. im Falle einer EE-Abregelung). Um Speicher der Innovationsausschreibung für den Multi-Use zu öffnen, wäre zunächst eine präzise Definition der **operationalen „Grünstromspeicherfunktion“** erforderlich, die den Förderzweck eindeutig beschreibt. Auf dieser Grundlage ließe sich festlegen, welche Anforderungen für die Erfüllung dieser Funktion tatsächlich notwendig sind und prüfen, inwieweit diese durch FCAs sicherzustellen wären. Zugleich gelten dieselben **Netzanschlussrestriktionen** wie bei Einzelanlagen, etwa Leistungs- und Rampenbegrenzungen oder Vorgaben zur Regenergie. Eine übergeordnete Koordination am Netzanschlusspunkt stellt sicher, dass mehrere Anlagen nicht gegeneinander arbeiten, sondern abgestimmte und netzdienliche Fahrweisen einhalten.

Chancen

Co-Location-FCAs können dazu beitragen, das Flexibilitätspotenzial von Speichern gezielter zu nutzen und so die EE-Einspeisecharakteristik aktiv zu verändern. Sie können zudem einen Rahmen schaffen, der Netzbetreibern zusätzliche Handlungsmöglichkeiten bietet, um Netzengpässe wirksam abzuwenden und gleichzeitig die marktliche Optimierung der Anlagen erlaubt.

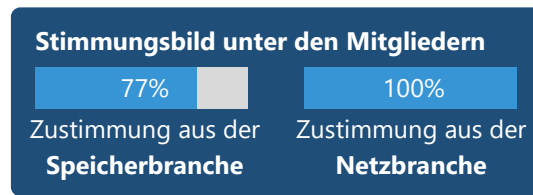
Offene Fragen & Bedenken

Es bleibt zu klären, in welcher Form und Ausgestaltung eine Teilstandardisierung von Co-Location-FCAs vor dem Hintergrund diverser Konstellationsmöglichkeiten und Standortanforderungen möglich und sinnvoll ist oder ob bestehende Anreizmechanismen auch im Multi-Use-Fall effektiv wirken. Insbesondere im Hinblick auf die Definition einer möglichen „Grünstromspeicherfunktion“ im Kontext der Innovationsausschreibung besteht zunächst Klärungsbedarf hinsichtlich ihrer konkreten Definition und Zielsetzung.

Zudem stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen eine Kompensation (einzelner Betreiberparteien) gerechtfertigt wäre und wie diese je nach Anlagenkombination zielgerichtet ausgestaltet werden könnte. Offen ist zudem, wie Systemdienstleistungen in die Zielformulierung von Co-Location-FCAs eingehen und gegenüber anderen Standortzielen gewichtet werden können.

Beispiele aus dem Ausland

Keine Beispiele bekannt



7.3.5 Redispatch bei Co-Location auf den Netzanschlusspunkt beziehen

Status Quo

Redispatch-Regelungen für Anlagenkombinationen sind im aktuellen regulatorischen Rahmen bislang nur unzureichend berücksichtigt. Bei Co-Location-Konfigurationen können sich zwei (oder mehr) einspeisende Anlagen einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt teilen. In der Praxis ist häufig unklar, welcher Anteil der Gesamtleistung welcher Einzelanlage zugeordnet werden kann und welche Anlage im Redispatch-Fall grundsätzlich abzurufen wäre. Diese fehlende Zuordenbarkeit erschwert sowohl die netzseitige Steuerung als auch die Abrechnung.

In aktuellen Redispatch-Umsetzungen führt dies dazu, dass Betreiber in der Redispatch-Phase den Speicher teilweise nicht durch die EE-Anlage laden dürfen, obwohl dies betrieblich und systemisch sinnvoll wäre.

Beschreibung der Lösung

Über die derzeit anlagenscharfe Betrachtung werden Co-Location-Anlagen mit Bezug auf die am Netzanschlusspunkt verfügbare Leistung in den Redispatch-Prozess eingebunden.

Notwendige Schritte zur Einführung:

- Ergänzend zur Übermittlung der Anlagenfahrpläne wird dem Netzbetreiber der am Netzanschlusspunkt geltende Fahrplan übermittelt.
- Bei unterschiedlichen Betreibern/Vermarktern der Anlagen: Einführung eines gemeinsamen Koordinationskanals zur Erstellung und Übermittlung des „Netzanschlusspunkt-Fahrplans“
- Bei Redispatch-bedingter Einspeisebegrenzung kann statt Abregelung der EE-Anlage der Speicher geladen und ein Redispatch-konträres Verhalten unterbunden werden.

Netzanschlusspunktbezogener Redispatch für Co-Location-Anlagen geht mit Regelungsbedarfen zwischen den Anlagen einher, da die Abruflogik am

gemeinsamen Netzanschlusspunkt eine koordinierte Steuerung erfordert. Dies betrifft z. B. die Lastflüsse zwischen EE-Anlage und Speicher, sowie Priorisierungen im Abruf.

Chancen

Ein netzanschlusspunktbezogener Redispatch für Co-Location-Anlagen kann das bisher ungenutzte Flexibilitätspotenzial von Speichern gezielt für Redispatch-Zwecke heben. Statt erneuerbare Erzeugung in Engpasssituationen vollständig abzuregeln, kann der EE-Strom zur Speicherladung genutzt werden, was sowohl systemisch vorteilhaft ist als auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten für Speicherbetreiber eröffnet. Gleichzeitig können durch eine koordinierte Betrachtung am Netzanschlusspunkt technisch saubere und konsistente Prozesse etabliert und damit bisherige „Flicken-Lösungen“ vermieden werden.

Offene Fragen & Bedenken

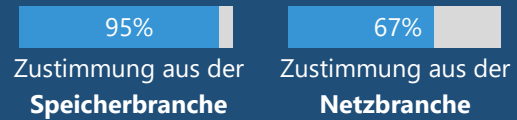
Bei netzanschlusspunktbezogenem Redispatch stellt sich die Frage, wie die vorgeschlagene Umsetzung mit dem bestehenden regulatorischen und rechtlichen Rahmen in Einklang gebracht und ausgestaltet werden kann. Offen ist insbesondere, wie eine kostenneutrale Redispatch-Vergütung für Co-Location-Anlagen zu bestimmen wäre, die mit Bezug auf den Netzanschlusspunkt abgerufen werden. Sollte beim Redispatch-Abruf Energie aus der EE-Anlage in den Speicher geladen werden, muss dies bei der Redispatch-Entschädigung entsprechend gegengerechnet werden, um eine Mehrfachvergütung zu vermeiden. Im Forum wurde eine Vorgehensweise analog zur Gegenrechnung des vermiedenen Brennstoffs bei Biogasanlagen vorgeschlagen. Da Netzbetreiber die Auswahl der abzurufenden Anlagen automatisiert und auf Basis eines Preissignals vornehmen, muss zudem geklärt werden, wie der Wert am Gesamt-NVP für die Entschädigung systematisch, transparent und diskriminierungsfrei bestimmt werden kann.

Redispatch kann zudem nicht isoliert von anderen Aspekten der Netzbetriebsführung betrachtet werden. Ergeben sich Änderungen von z. B. Datenanforderungen im Redispatch-Prozess, erfordern eventuelle Zielkonflikte mit anderen Prozessen eine gesonderte und vertiefte Betrachtung. Insbesondere der Erhalt der Übermittlung von Anlagenfahrplänen wurde dabei hinsichtlich der Plausibilitätsprüfungen und n-1 Nachweise seitens der Netzbetreiber hervorgehoben.

Beispiele aus dem Ausland

Keine Beispiele bekannt.

Stimmungsbild unter den Mitgliedern



7.3.6 Big-Picture Co-Location

Mit den dargelegten Ansätzen wird die Hebung von Co-Location-Potenzialen hinsichtlich deren Netzanschluss, Betriebsweise (und daraus resultierenden Netz- und Systemwirkungen) sowie Wirtschaftlichkeit und Marktintegration adressiert. Dabei entfaltet jedoch erst **das koordinierte Zusammenspiel dieser Maßnahmen**, dargestellt in Abbildung 12, die volle Wirksamkeit.

Einen übergeordneten Rahmen für die einzelnen Ansätze schafft die Definition **leitender Co-Location-Zielbilder**, deren Anwendbarkeit je nach Netzsituation standortspezifisch variieren kann. Sie gewinnen insbesondere vor dem Hintergrund der Frage „Was soll mit Co-Location an diesem Standort erreicht werden?“ an Bedeutung und dienen als Orientierungsrahmen für die Ausgestaltung möglicher **Priorisierungsreihenfolgen** im Netzanschluss sowie möglicher **FCA-Maßnahmen** zur Sicherstellung der jeweiligen Zielerreichung. Bei Letzteren rückt im Co-Location-Fall der Fokus insbesondere auf Regelungen zwischen den Anlagen. Zugleich sollten standortspezifische Co-Location-Ziele an einer übergeordneten bundesweiten Zielstellung ausgerichtet werden.

Die Debatte im Forum hat zudem gezeigt, dass eine erfolgreiche Co-Location (Nach)verdichtung maßgeblich durch eine dringend notwendige **Nachschärfung bestehender Prozesse auf die diversen Anlagenkombinationsfälle** bestimmt ist. Dies betrifft **Netzanschlussprozesse**, um die Projekte zeitnah ans Netz anzuschließen. Grundsätzlich können Co-Location-Projekte eine schnellere Einbindung von EE-Anlagen und Speichern ermöglichen, selbst wenn der erforderliche Netzausbau noch aussteht. Allerdings kann Co-Location den Ausbau der Netzinfrastruktur nur in begrenztem Umfang ersetzen.

Zudem besteht Nachschärfungsbedarf hinsichtlich einer ganzheitlichen **operativen Integration von Co-Location-Projekten**. Anreizmechanismen wie die Befreiung von Preisbestandteilen basierend auf der Stromherkunft können ihre Wirkung jedoch nur entfalten, wenn sie für alle relevanten Konstellationen konsistent mitgedacht werden (vgl. MiSpEL). Gleichzeitig können Anlagenkombinationen im Redispatch-Regime nur dann eine Rolle zum Beitrag zur Systemstabilität einnehmen, sofern deren Einbindung hinreichend regulatorisch geklärt ist.

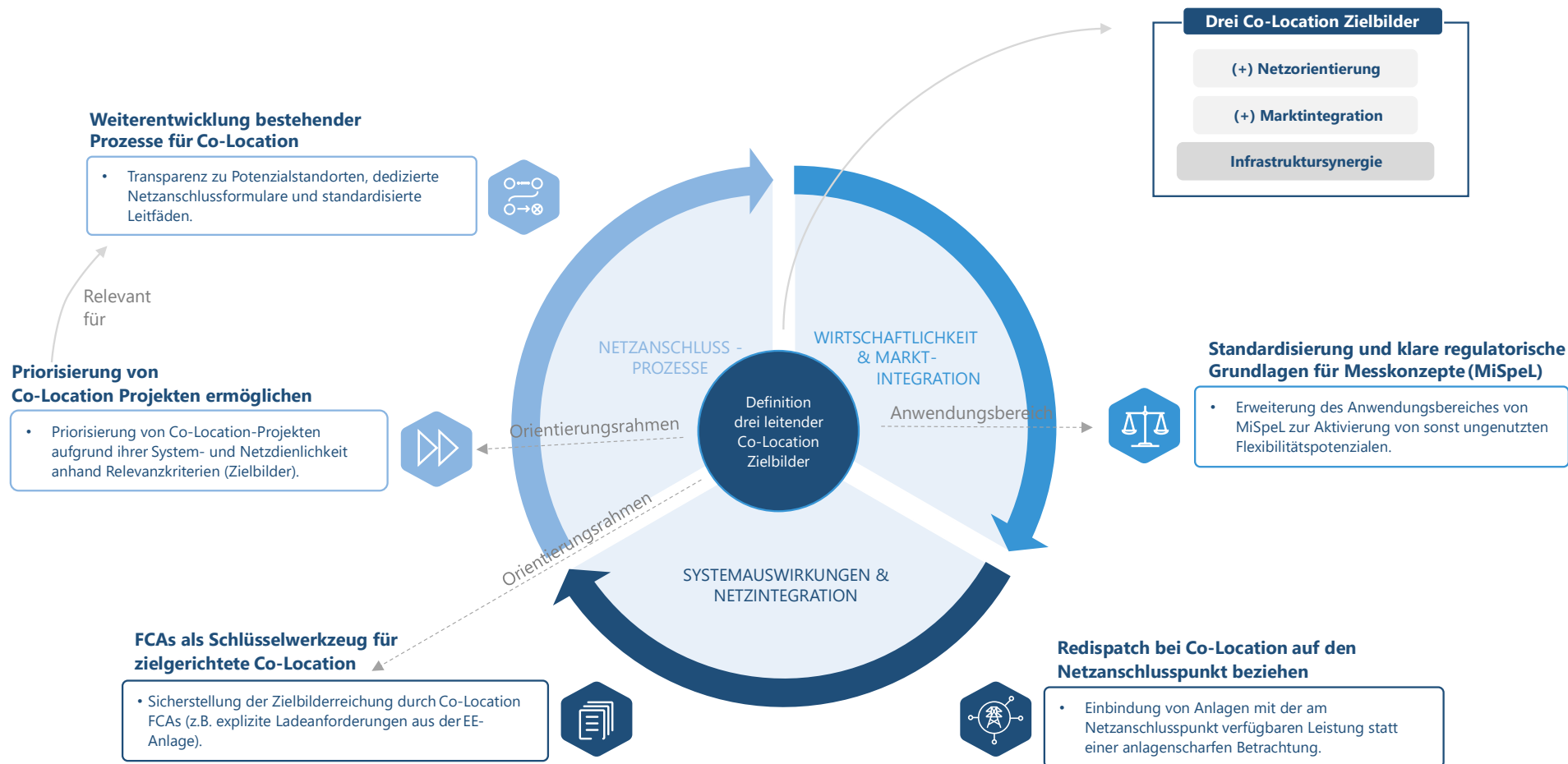


Abbildung 12: Zusammenwirken der Co-Location-Ansätze in drei Dimensionen

8 Fazit und Ausblick

Die gemeinsame Arbeit im Forum hat deutlich gemacht, dass es eine große Bereitschaft in der Branche gibt, gemeinsam an Lösungen zu arbeiten. Es wurden zentrale Herausforderungen identifiziert und gemeinsam Lösungsansätze entwickelt. Die Ergebnisse des Forums bilden die Grundlage für weitere Diskussionen zur netzverträglichen Speicherintegration.

Ein gemeinsames Ziel. Das Kooperationsforum hat gezeigt, welches Potenzial in einem offenen, sachlichen Austausch zwischen Netz- und Speicherbranche liegt. Dabei ist es besonders wichtig, zunächst ein gegenseitiges Verständnis für die Herausforderungen auf beiden Seiten zu schaffen. Die große Bereitschaft, an bilateralen Gesprächen teilzunehmen, sowie die hohe Teilnahmequote in den durchgeführten Workshops belegen das große Interesse, gemeinsam an den unterschiedlichen Problemstellungen (Handlungsfeldern) zu arbeiten. Der Ergebnisbericht spiegelt den Weg über die Identifikation von „Pain Points“ auf beiden Seiten hin zu der Entwicklung von Lösungsvorschlägen wider. Die erarbeiteten Lösungsvorschläge sollen als Impulsgeber für weiterführende Diskussionen in der Branche mit Verbänden und regulatorischen Entscheidungsträger:innen dienen. Sie sollten im weiteren konstruktiven Austausch mit der Branche weiterentwickelt und nachgeschärft werden. So kann das Kooperationsforum nicht als abgeschlossener Arbeitsprozess verstanden werden, sondern als Ausgangspunkt für das Zielbild einer netzverträglichen Speicherintegration.

Wechselwirkungen zwischen den Handlungsfeldern. Bei vielen Lösungsvorschlägen hängt die Akzeptanz unter den beteiligten Unternehmen erheblich von der Detailausgestaltung ab. Gleichzeitig existieren zwischen den Handlungsfeldern teilweise starke Wechselwirkungen, da es sich bspw. um unterschiedliche Ansätze für das gleiche Problem handelt oder der eine Baustein Voraussetzung für die sinnvolle Umsetzung des anderen ist. Während alle vier Handlungsfelder grundsätzlich die Herausforderungen begrenzter Netzkapazität adressieren, fokussieren sich Netzentgeltregelungen und FCAs dabei stärker auf den Speicherbetrieb. Im Handlungsfeld Netzanschlussverfahren stehen hingegen eher die Investitionsentscheidung und der Netzanschluss im Vordergrund. Im Handlungsfeld Co-Location kommen viele Aspekte

der anderen Handlungsfelder unter anderen Bedingungen nochmal zum Tragen.

Zusammenspiel Netzanschluss und Speicherbetrieb. Gerade vor dem Hintergrund einer bedarfsgerechten Netzausbauplanung ist es für Netzbetreiber entscheidend, schon beim Netzanschluss die zukünftige Betriebsweise des Speichers abschätzen zu können. Ansonsten können die diskutierten Engpassmanagementinstrumente zwar temporär Engpässe im Betrieb mildern, aber tragen nicht nachhaltig zu einem bedarfsgerechteren Netzausbau bei (Kriterium der investiven Netzdienlichkeit). Aus diesem Grund erscheinen FCAs mit verbindlichen Regelungen für viele Netzbetreiber gerade gegenüber dynamischen Netzentgelten als ein wichtiges Mittel zur netzorientierten Integration von Speichern. Umgekehrt unterstützen viele Unternehmen aus der Speicherbranche eine stärkere Anreizwirkung bei den Netzentgelten. Denn gegenüber FCAs erlauben sie mehr Handlungsspielraum, so dass mutmaßlich weniger marktorientierte Flexibilität eingeschränkt wird. Für Netzbetreiber bedeuten Preisanreize die größere Umstellung in der Betriebsführung. Im Endeffekt geht es daher um die Frage, bei welcher Akteursgruppe das größere Betriebsrisiko verortet wird. Weder dynamische Netzentgelte noch FCAs werden allerdings die bestehenden Engpassmanagementprozesse vollständig ablösen – auch wegen immer mehr kurzfristiger Maßnahmen. Zumindest bergen beide Werkzeuge das Potenzial, Redispatchbedarfe deutlich zu reduzieren und die Kosten für das Engpassmanagement zu senken. Dafür sollten sie sinnvoll aufeinander abgestimmt werden.

Wechselwirkung zwischen FCAs, Netzentgelten und Speicherausbau. Die starken Wechselwirkungen zwischen FCAs und Netzentgeltregelungen sowie die anhaltende regulatorische Unsicherheit auf diesem Gebiet erschweren u. a. die konkrete Festlegung von Standards bei FCAs. Denn fast alle diskutierten Lösungen haben eine Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher. Die vorliegende Antragsflut ist bislang noch ein Indikator, dass der Speicherbetrieb ein attraktives Geschäft sein kann. Jedoch kann die Summe bzw. konservative Ausgestaltung von Betriebsrestriktionen und Belastungen durch Netzentgelte und BKZ schnell dazu führen, dass die geforderten Renditen der Investoren nicht mehr erreicht werden und der aktuelle Hochlauf zum Erliegen kommt. Bei der

Einführung von neuen Instrumenten oder dem Festlegen von Standards muss daher immer das Gesamtbild berücksichtigt werden. Gegebenenfalls lassen sich auch Belastungen an einer Stelle durch Entlastungen an anderer Stelle kompensieren. Ein konkretes Beispiel dafür sind die diskutierten, sachgerechten Netzentgeltrabatte als Entschädigung für eine Einschränkung der Netznutzung im Rahmen von FCAs.

Wechselwirkung FCAs und Netzanschlussanfragen.

Die Rolle von FCAs bei der Bewältigung der Netzanschlussanfragen wird derzeit prominent diskutiert. Denn mit FCAs werden in der Theorie neue Möglichkeiten geschaffen, bestehende Netzanschlusspunkte zu nutzen, die nur temporär die volle Anschlusskapazität bereitstellen können. Das bringt kurzfristig deutlich mehr Anlagen ans Netz. In einigen Netzgebieten wird der Abschluss einer solchen Vereinbarung jedoch mittlerweile als eine Art Standard für Speicher festgelegt. Damit laufen jedenfalls in der aktuellen Situation betriebswirtschaftliche Abwägungen pro/contra FCA-Abschluss ins Leere. Zudem drängt die aktuelle Wettbewerbssituation Speicher geradezu in FCAs. Damit erübrigt sich die Frage zum Einsatz des FCAs als Priorisierungsinstrument beim Netzanschluss. Grundsätzlich ist der Prozess zum Abschluss eines FCAs durch die fehlenden Standards langwierig, so dass viele Partner (sei es Netzbetreiber oder Speicherprojektierer) derzeit keine prozessuale Beschleunigung sehen.

Der derzeit in Arbeit befindliche Mustervertrag zu FCAs [65] wird zumindest bei der juristischen Ausgestaltung der Verträge helfen. Darüber hinaus braucht es jedoch Standards für die Ausgestaltung von Restriktionen für Speicher. Ansonsten können Informationsasymmetrie und externe Effekte einen kosteneffizienten Einsatz von FCAs aus Gesamtsystemperspektive untergraben.

Co-Location als Querschnittsthema. Netzanschlüsse von EE-Anlagen (insbesondere von PV-Anlagen) werden heute selten voll ausgenutzt. Die gemeinsame Nutzung des Netzanschlusspunkts kann zum einen bei der Problematik knapper Anschlusskapazitäten helfen, als auch dazu führen, dass ein Speicher schneller ans Netz kommt. Dabei ist die Umsetzung solcher Projekte vom Netzanschluss bis zum Betriebskonzept alles andere trivial. Eine tatsächlich stattfindende Beschleunigung ist daher heute nur schwer erreichbar. Für einige Co-Location-Konstrukte ist der FCA ein Enabler. Dennoch stellt sich auch hier das Problem einer fehlenden Standardisierung. Die Wirkung von einem dynamischen Netzentgelt wird davon beeinflusst sein, inwiefern die zwischengespeicherten Mengen im Speicher hinter dem Netzanschlusspunkt abgegrenzt werden in der zukünftigen Netzentgelt-systematik. Die Berechnung der künftigen Netzentgelte wird die Wirtschaftlichkeit und Nutzung von Co-Location empfindlich beeinflussen.

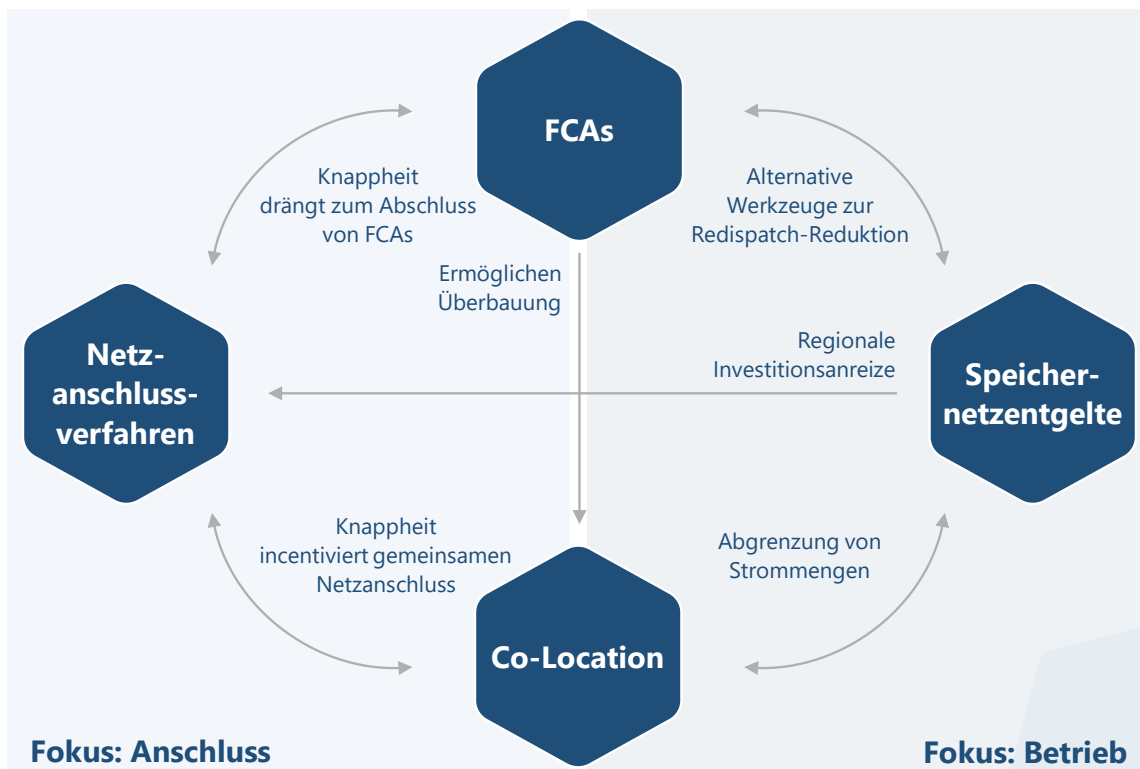


Abbildung 13: Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Handlungsfeldern

9 Literaturverzeichnis

- [1] K. Sandscheper, "Netzanschlussboom bei Großbatteriespeichern erfordert schnell neue Regeln," Berlin, Nov. 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/presse/netzanschlussboom-bei-gro%C3%9Fbatteriespeichern-erfordert-schnell-neue-regeln/>
- [2] N. Amer Mahgoub and L. Wasmeier, "Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot im Jahr 2025," Jan. 2026.
- [3] T. Kern, "FfE Strompreisprognose," München, 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/service/strompreisprognose/>
- [4] EWI and BET, "Energiewende. Effizient. Machen - Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode," Köln, Sep. 2025.
- [5] N. Maas, E. Wendlinger, and A. Weiß, "FfE Discussion Paper: Analyse der Regionalszenarien und Netzausbaupläne nach § 14d EnWG – Fokus Elektromobilität," Feb. 2025.
- [6] Bundesnetzagentur, "Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA - Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)," Bonn, Jan. 2026.
- [7] Bundesgerichtshof, "BGH Beschluss vom 26. November 2024 - EnVR 17/22," 2024, *Karlsruhe*.
- [8] Bundesgerichtshof, "BGH Beschluss vom 15. Juli 2025 - EnVR 1/24," 2025, *Karlsruhe*.
- [9] Bundesrat, "Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften - Drucksache 383/1/25," Sep. 2025.
- [10] T. Schilderoth, T. Klarmann, J. Hilpert, and M. Kahles, "Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor - Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 37," Sep. 2024.
- [11] Stromnetz Berlin, "Repartierungsverfahren," Berlin. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.stromnetz.berlin/anschlussen/anschluss-mittel-hochspannung/repartierung/>
- [12] 50komma2, "SNAP – DIE SCHNELLE NETZAN-SCHLUSSPRÜFUNG IN DER MITTELSPAN-NUNG," Essen. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.50komma2.de/best-practice-erzeugung-und-speicher/snap-die-schnelle-netzanschlusspruefung-in-der-mittelspannung/>
- [13] Bundesnetzagentur, "Konsultation zu einem Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen aus Netzebenen oberhalb der Niederspannung BK6-24-245," Bonn, Feb. 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-245/BK6-24-245_startseite.html?nn=660086
- [14] NESO, "Connections Network Design Methodology," London, Jan. 2026.
- [15] Lawrence Berkeley National Laboratory, "Queued Up: 2024 Edition - Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2023," Apr. 2024.
- [16] AESO, "The Cluster Assessment Process." Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: <https://www.aeso.ca/assets/templates/Quick-Reference-Guide-Cluster-Assessment.pdf>
- [17] Bundesnetzagentur, "BK6-25-122 Besonderes Missbrauchsverfahren gem. § 31 EnWG wegen Netzauschlusskapazitätsverteilung im Wege des Windhundprinzips," Bonn, Jun. 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2025/BK6-25-122/BK6-25-122_beschluss.html?nn=1076806
- [18] Bundesgerichtshof, "Urteil XIII ZR 2/20," Karlsruhe, Mar. 2023.

- [19] ACM, "ACM makes it possible for system operators to prioritize projects with a social function," Den Haag, Mar. 2023. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.acm.nl/en/publications/acm-makes-it-possible-system-operators-prioritize-projects-social-function>
- [20] NESO, "Project Designation Methodology," Warwick, Nov. 2024.
- [21] NESO, "Queue Management Guidance," Warwick, Jun. 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.neso.energy/document/294211/download>
- [22] RTE, "Connect an installation to the Public Transmission Network," Courbevoie. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/connect-an-installation-to-the-public-transmission-network.html>
- [23] NESO, "New tool to drive connections queue progress proposed," Warwick, Feb. 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.neso.energy/news/new-tool-drive-connections-queue-progress-proposed>
- [24] Europäisches Parlament, "Directive (EU) 2024/1711 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 as regards improving the Union's electricity market design," Jun. 2024.
- [25] Europäisches Parlament, "VERORDNUNG (EU) 2019/ 943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 5. Juni 2019 - über den Elektrizitätsbinnenmarkt," Jun. 2019.
- [26] T. Klarmann and A. Anapyanova, "Der rechtliche Rahmen des Netzanschlusses von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 60," Oct. 2025. [Online]. Available: www.stiftung-umweltenergierecht.de
- [27] FfE, "Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern," München, 2025.
- [28] BET and IAEW, "Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben," 2025.
- [29] F. De Santi, L. Meeus, E. Beckstedde, E. Delarue, and S. Vitiello, "Managing connection queues in distribution networks with flexible connection agreements," *Appl. Energy*, vol. 396, Oct. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.126260.
- [30] 50hertz, Amprion, Tennet, and TransnetBW, "Anforderungen an Batteriespeicher - Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz," Dec. 2024. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/xsp-proxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positions-papiere/anforderungen%20an%20batteriespeichersystemen/2024_zus%C3%A4tzliche_technische_anforderungen_an_den_anschluss_von_batteriespeichersystemen_im_hos-netz.pdf
- [31] elia, "Connection with flexible access: Design note on the evolution of the framework at federal level," 2024. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: https://www.elia.be/en/public-consultation/20240531_connection-with-flexible-access-design-note-on-the-evolution-of-the-framework
- [32] stek, "Alternative transmission rights: unlocking unused grid capacity." Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://stek.com/en/2024/12/05/alternative-transmission-rights-unlocking-unused-grid-capacity/>
- [33] M. Beyer, "French energy regulator on flexible grid connections, connection queue for battery storage," *pv magazine energy storage*. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.ess-news.com/2026/01/08/french-energy-regulator-on-flexible-grid-connections-connection-queue-for-battery-storage/>
- [34] Deutscher Bundestag, "Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften - Drucksache 17/6072," Berlin, Jun. 2011.
- [35] Deutscher Bundestag, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung § 118 Übergangsregelungen*.

- [36] Deutscher Bundestag, "Bundestag passt Energiewirtschaftsrecht an EU-Vorgaben an," Deutscher Bundestag. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2023/kw45-de-energiewirtschaftsrecht-973174>
- [37] Deutscher Bundestag, "Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 21/1497, 21/2076, 21/2146 Nr. 1.15 – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (Drucksache 21/2793)," Berlin, Nov. 2025.
- [38] Bundesnetzagentur, "Diskussionspapier -Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgelt-systematik Strom (AgNes)," Bonn, May 2025. Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [39] Bundesnetzagentur, "Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA - Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)," Bonn, Dec. 2025.
- [40] TenneT TSO, "Preisblätter Netznutzung," 2023
- [41] "Gemeinsame Stellungnahme einer Unternehmensallianz der Batteriespeicherwertschöpfungskette zur AgNes-Konsultation der Bundesnetzagentur - Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]."
- [42] Deutscher Bundestag, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) § 15 Grundsätze der Entgeltermittlung.
- [43] RTE, "Tarification des réseaux: comprendre le tarif," Jul. 2025.
- [44] Forsyningstilsynet, "The Danish Electricity and Natural Gas Markets 2023 National Report," Frederiksværk, Sep. 2024.
- [45] M. Seidel *et al.*, "Gutachten: Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom," Aachen, Dec. 2025.
- [46] Deutscher Bundestag, *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) § 17 Ermittlung der Netzentgelte.*
- [47] Bundesnetzagentur, "Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA -Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)," Bonn, Nov. 2025.
- [48] Bundesnetzagentur, "GBK-25-01-1#3 Festlegung AgNes - Konsultation des Diskussionspapiers und Stellungnahmen," Bundesnetzagentur. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/GBK-25-01-1x3_Kons_Stn_AgNes.html?nn=1059162
- [49] Tennet, "Time-dependent transport rights (TDTR)," Tennet. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl/en/time-dependent-transport-rights-tdtr>
- [50] Energinet, "Current tariffs," Energinet. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: [https://en.energinet.dk/electri\[51\]](https://en.energinet.dk/electri[51]) K. Knorr, D. Geiger, M. Stark, M. Altroch, D. Fouquet, and V. Gronbach, "Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung," Berlin, Apr. 2024.
- [52] A. Lesi, K. Hamann, and R. Schumann, "Positionspapier - Innovationsausschreibungen - Vorschläge zur Weiterentwicklung und Umstrukturierung," Berlin, Feb. 2024.
- [53] Bundesnetzagentur, "Starke Überzeichnung bei der Innovationsausschreibung zum 1. September 2025," Bundesnetzagentur. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20251008_Inno.html
- [54] VDE FNN, "TAR Hochspannung – Formulare – Anhang E der VDE-AR-N 4120:2018-11."
- [55] Bundesnetzagentur, "Eckpunkte zur Konsultation - Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpel) - Anlage 1:

- Abgrenzungsoption (Anlage 1 zum Beschluss 618-25-02),“ Bonn, Sep. 2025. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpel/DL/Anlage1.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [56] Bundesnetzagentur, “Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpel) - Az.: 618-25-02,” Bundesnetzagentur. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpel/start.html
- [57] N-Ergie Netz, “Stellungnahme im Rahmen der Konsultation von eckpunkten der festlegung zur Marktintegration von Sepichern und Ladepunkten (MiSpel),“ Nürnberg, Oct. 2025. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mispiel/NERGIE.pdf
- [58] T. Seipt, “Stellungnahme zum Festlegungsverfahren „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpel)“, Az.: 618-25-02,” 2025. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mispiel/StromnetzBerlin.pdf
- [59] EnBW and Netze BW, “Stellungnahme zur Konsultation „Festlegung zur Marktintegration von Stromspeichern und Ladepunkten“ (MiSpel),“ 2025.
- [60] L.-S. Deißler, “Praxiserfahrungen zur vertraglichen Gestaltung von Netzüberbauung,” München, Nov. 2025.
- [61] ofgem, “Guidance for generators: Co-location of electricity storage and hydrogen production under the RO, FIT, REGO and SEG,” May 2025.
- [62] NESO, “Guidance Notes for Co-location of Different Technologies - Issue 3.1,” Warwick, Jul. 2025.
- [63] Commission for Regulation of Utilities (CRU), “Electricity Connection Policy - Generation and System Services - Decision Paper,” Sep. 2024.
- [64] J. Rex-Quincke, “Speicherregulierung: MiSpel beseitigt Langzeit-Hürde,” zvei. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: <https://www.zvei.org/themen/speicherregulierung-mispel-beseitigt-langzeit-huerde>
- [65] B. Ochtendung, “Flexible Netzanschlussvereinbarungen (fNAV) nach § 8a EEG - Windenergie tage 2025 // Forum 38 - Block 4: Netz & Marktintegration,” Nov. 2025. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: <https://windenergie tage.de/2025/wp-content/uploads/sites/10/2025/10/Bernd-Ochtendung-Flexible-Netzanschlussvereinbarung-nach-%C2%A7-8a-EEG.pdf>

