@ iStock: YoungNH

Status flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) in Deutschland & Speichernetzentgelte

27.02.206

Einleitung

Die **FfE ist ein neutrales Forschungsinstitut**, dass zu relevanten energietechnischen und energiewirtschaftlichen Themen unabhängig und energieträgerneutral forscht und berät.

Im Rahmen des **Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)** durfte sich die FfE zweimal mit **Impulsen zur Ausgestaltung von Speichernetzentgelten** einbringen:

- Vincenz Regener (FfE): Zur Wirkung dynamischer Netzentgelte auf Speicher*
- Nele Maas (FfE): Zur Wirkung des modifizierten Grundmodells auf Speicher & FCAs

In der Diskussion im Expertenworkshop zu Speichernetzentgelten am 30.01.2026 fragte die BNetzA die Branche nach einer Übersicht existierender FCAs. Mit dem vorliegenden Dokument möchten wir eine solche **Übersicht zum aktuellen Stand zur Nutzung von FCAs** liefern. Darüber hinaus ziehen wir **erste Schlüsse zur Wechselwirkung zwischen FCAs und Speichernetzentgelten**.

Den Abschnitt zur **Harmonisierung von FCAs und Speichernetzentgelten möchten wir als Impulse bzw. erste Gedanken verstanden wissen**. Tiefergehende Analysen erlaubte der gegebene Zeitraum nicht, sind grundsätzlich jedoch möglich.

Die FfE setzt sich **seit Anfang des letzten Jahres**, das heißt seit der Einführung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) im Rahmen von § 8a EEG und § 17 EnWG, intensiv mit **FCAs für Speicher auseinander**. Das Dokument spiegelt **unseren aktuellen Kenntnisstand aus den folgenden Projekten** wider:

- FfE (2025): Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern – Lösungsansätze aus der Praxis (Link)
- FfE (2025): Grid Integration of Energy Storage – Flexible Connection Agreements (FCAs), Grid Tariffs & Co (Link)
- FfE (laufend): Kooperationsforum Großbatteriespeicher (Link)
- N-ERGIE (laufend): Studie prüft volldynamische Einspeisung (Link)

Daneben beschäftigt sich die FfE in weiteren Projekten und Kooperationsforen mit der Anwendung von FCAs für Lasten und erneuerbare Energien Anlagen. Weitere Quellen von Dritten sind im Dokument an entsprechender Stelle explizit genannt.

*ZUR BESSEREN LESBARKEIT WIRD IM FOLGENDEN VEREINFACHT VON SPEICHERN GESPROCHEN. GEMEINT SIND GROßBATTERIESPEICHER (≥1000 KW UND ≥1000 KWH).

Fazit

- In der Praxis werden FCAs nicht nur für das Setzen von Leistungsrestriktionen genutzt. Weitere Restriktionen zur Sicherung der Netzstabilität sind üblich.

- In einzelnen Netzgebieten wird der FCA als eine Art Standard für den Anschluss von Großbatteriespeichern gehandhabt. Das Ziel schnellerer Netzanschluss wandelt sich in diesen Fällen zu „überhaupt Netzanschluss".

- Nach dem aktuellen Kenntnisstand gehen wir davon aus, dass im Durchschnitt kein Spielraum mehr für einen niedrigen zweistelligen Kapazitätspreis €/kW/a (bezogen auf die gesamte Kapazität und ausgenommen Zahlungen aus dyn. Netzentgelten) bei der Speicherfinanzierung bestehen, wenn ein FCA abgeschlossen wird. Netzentgeltrabatte für FCAs und eine einheitliche Handhabung bei der Reduktion des Baukostenzuschusses sollten diskutiert werden (s. Folie 24 & 25).

- FCA-Restriktionen und Anreizsignale durch dynamische Netzentgelte werden sich künftig überlagern. Daher ist es wichtig, dass die jeweiligen Anschlussnetzbetreiber tatsächlich mit Zu- und Abschlägen auf die dynamischen Netzentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber reagieren, um die örtliche Netzsituation adäquat abzubilden (s. Folie 27 & 28).

Inhalt

1. Warum werden FCAs heute eingesetzt?
2. Was sind die technischen Kernausgestaltungselemente für einen FCA?
3. Wer setzt bereits FCAs ein?
4. Welche Auswirkungen haben FCAs auf Großbatteriespeicher?
5. Welche Wechselwirkungen entstehen bei der Einführung von Speichernetzentgelten?
6. Wie kann die Einführung von Speichernetzentgelten und FCAs harmonisiert werden?

1. Warum werden FCAs heute eingesetzt?

EU-Rechtsrahmen

Elektrizitätsbinnenmarktreform 2024 führt FCAs ein

Art. 6a Directive 2024/1711 (EBM-RL)

- FCAs als Option für Gebiete mit begrenzter oder keiner Netzkapazität für neue Anschlüsse → Engpassregionen
- Keine Verzögerungen beim Netzausbau durch Abschluss von FCAs
- Umstellung auf feste Netzanschlussverträge nach Netzausbau auf der Grundlage festgelegter Kriterien möglich
- FCAs als dauerhafte Lösung möglich, falls Netzausbau nicht effizient wäre
- Mindestinhalte: zeitlich variierende Einspeise- und Bezugsleistung; Netzentgelte; Dauer des Vertrags

Wichtig ist der Link zu Art. 13 Abs. 7 EBM-VO: keine Entschädigung bei Redispatch notwendig, wenn ein FCA abgeschlossen wird (außer für vereinbarte garantierte Mindestkapazität). Entscheidend ist dabei die Freiwilligkeit für den Abschluss eines FCAs*

Network Code Demand Response (Draft)

- Bei Abschluss eines FCAs dürfen Netzbetreiber die Marktteilnahme der Anschlussnehmer nicht unangemessen einschränken
- Das Zusammenwirken von FCAs und Märkten für Engpassmanagement muss geklärt sein
- Die Leistungsgrenzen müssen vor dem Zeitpunkt der Verarbeitung der Gebote für Netz- und Systemdienstleistungen bekannt gegeben werden

*SIEHE AUCH STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT (2026): DER GESETZLICHE RAHMEN FÜR FLEXIBLE NETZANSCHLUSSVEREINBARUNGEN (LINK)

Nationaler Rechtsrahmen

§ 17 EnWG und § 8a EEG überführen Art. 6a EBM-RL in deutsches Recht

§ 17 EnWG (seit Februar 2025)

Gilt für Graustromspeicher

Für Einspeisung und Entnahme anwendbar

Die Regelungen des § 8a EEG und des § 14a EnWG bleiben davon unberührt

Statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Einspeise- bzw. Entnahmeleistung

Anlagenbetreiber sind für die Einhaltung der Leistungsgrenzen verantwortlich

Beinhalten Regelungen über

- Höhe der Leistungsbegrenzung
- Zeiträume der Leistungsbegrenzung
- Dauer der flexiblen Netzanschluss-vereinbarung
- technische Anforderungen an die Leistungsbegrenzung
- Haftung bei Leistungsüberschreitung

§ 8a EEG (seit Februar 2025)

Gilt nur für Grünstromspeicher

Nur für Einspeisung anwendbar

Beinhaltet Regelungen zum Einverständnis anderer Anlagenbetreiber am selben Netzverknüpfungspunkt

Möglichkeit zum Abschluss muss für nächstgelegenen Verknüpfungspunkt geprüft werden

EU-Rechtsrahmen vs. nationale Umsetzung: keine Beschränkung auf Engpassregionen; Nachrangigkeit von FCAs ggü. Netzausbau bzw. Voraussetzung für eine dauerhafte Anwendung bisher nicht explizit geregelt*

*SIEHE AUCH STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT (2026): DER GESETZLICHE RAHMEN FÜR FLEXIBLE NETZANSCHLUSSVEREINBARUNGEN (LINK)

Zielstellungen für den Einsatz von FCAs

Zwischen Theorie und Praxis

In der Theorie:

1 **FCAs zur Beschleunigung/Priorisierung von Netzanschlüssen.**
Mit FCAs kann eine größere Anzahl an Projekten in der Warteschlange deutlich schneller an das Stromnetz angeschlossen werden, da auf den vollständigen Ausbau von Netzkapazitäten nicht mehr zwingend gewartet werden muss.

2 **FCAs zur Kostensenkung beim Netzausbau.**
FCAs können dazu beitragen, die vorhandene Netzkapazität besser auszunutzen, indem nicht für jede denkbare Leistungsspitze Netzreserven vorgehalten werden müssen. Damit lassen sich Investitionsbedarfe in den Netzausbau verringern bzw. zeitlich verschieben.

3 **FCAs zur Sicherung der Netzstabilität.**
Restriktionen im FCA werden genutzt, um die Dynamik der Speicher (schnelle Leistungsänderungen) zu kontrollieren. Im Rahmen des Netzbetriebs sind sie ein Weg, um Speicher in den Redispatch-Prozess zu integrieren und stellen ein neues Engpassmanagement-Werkzeug dar, um das System stabil zu halten.

In der Praxis:

- In manchen Gebieten ist der FCA die einzige Möglichkeit für Speicher ans Netz zu kommen (**FCA-Verpflichtung für Speicher** wird tlw. gefordert); in anderen werden FCAs (noch) nicht angeboten (eine **Angebotspflicht für Netzbetreiber** von FCAs wird tlw. gefordert)
- Im Netzanschlussprozess wird der FCA bisher **nicht als Priorisierungsinstrument** genutzt; die **komplexen Vertrags-verhandlungen** beschleunigen den Prozess als solches auch nicht*

- Tatsächliche Einsparung beim Netzausbau entsteht **nur bei dauerhafter Anwendung des FCAs** (nach EU-Rechtsrahmen in bestimmten Fällen möglich, durch den nationalen Rechtsrahmen nicht ausgeschlossen)
- In der Praxis wird dies je Netzbetreiber **unterschiedlich gehandhabt**, es besteht hohe Unsicherheit in welchen Fällen der FCA dauerhaft eingesetzt werden kann

- Nach dem nationalen Rechtsrahmen sind die **Leistungsrestriktionen Kernstück des FCAs**.
- In der Praxis werden diese noch um weitere Restriktionen ergänzt (siehe Abschnitt 2); Hintergrund ist u. a. die **zusätzliche Herausforderung von Frequenz- und Spannungsschwankungen** und grds. wenig Erfahrung mit der Netzwirkung von Speichern in dieser Größenordnung

*EIN STANDARDISIERTER MUSTERVERTRAG FÜR GRAUSTROMSPEICHER EXISTIERT BISHER NICHT; DER KOMMENDE MUSTERVERTRAG UNTER LEITUNG DER FA WIND UND SOLAR FOKUSSIERT AUF EE-ANLAGEN. SIEHE AUCH FACHAGENTUR WIND UND SOLAR (2025): EIN MUSTERVERTRAG ZUR ÜBERBAUUNG ENTSTEHT – AKTUELLER STAND UND ÜBERBLICK (LINK)

2. Was sind die technischen Kernausgestaltungselemente für einen FCA?

Restriktion in FCAs

Nicht nur die Leistung wird begrenzt

Leistungsrestriktion

- Begrenzung der Einspeise- oder Bezugsleistung

Restriktion für Regelenergie*

- Begrenzung des Anteils der Anschlussleistung, der zur Regelenergievermarktung bereitgestellt werden kann

Rampenrestriktion

- Begrenzung des maximalen Leistungsgradienten; teilweise wird Regelenergie ausgenommen

Restriktion für Fahrplanänderungen**

- Die Leistung, die vom Speicherbetreiber gehandelt werden kann, wird (sukzessive) bis vor Echtzeit eingeschränkt (eingefroren).

- Der hohe Freiheitsgrad bei der Ausgestaltung führt zu **Unsicherheit und einem enormen Aufwand** bei Projektierern, Finanzierern und Netzbetreibern. Das wirft die **Frage einer notwendigen Standardisierung** auf.
- Dies betrifft auch die Frage, **welche Restriktionen in einen FCA gehören**: Sollten Vorgaben bspw. zu Rampen oder Regelenergie-Vermarktung, die nicht standortspezifisch sind, sondern grundlegende Aspekte der Betriebsweise von Speichern betreffen (also auch nicht nur temporär sein sollten) in FCAs ausgehandelt werden?

*IN EINZELFÄLLEN WIRD AUCH DIE BEREITSTELLUNG VON MOMENTANRESERVE EINGESCHRÄNKT. **AUCH FAHRPLAN-FREEZE GENANNT. WIRD GRUNDSÄTZLICH INSBESONDERE AUF ÜBERTRAGUNGSNETZEBENE DISKUTIERT ZUR ANPASSUNG DES REDISPATCH-PROZESSES FÜR DIE EINBINDUNG VON SPEICHERN.

Ausgestaltung der Leistungsrestriktion

Denkbarer Lösungsraum

Welches Verhalten wird mit dem FCA angestrebt?	**Netzneutralität** Einschränkung der Entnahme- oder Bezugsleistung	**Netzdienlichkeit** Aktive Anforderung von Entnahme- oder Bezugsleistung	
Welche Leistungsrichtung wird eingeschränkt ?	**Einspeiseleistung**	**Bezugsleistung**	**beide**
Welcher Rahmen wird für Einschränkungen festgelegt?	**Stunden-Obergrenze** Limitation der Einschränkungen auf bestimmte Anzahl an Stunden pro Jahr	**garantierte Leistung** Ein Teil der installierten Leistung bleibt auch bei Einschränkungen verfügbar	**Keiner** Einschränkungen abhängig vom EE-Einspeiseprofil oder Verbrauchsprofil
Wie werden Einschränkungen kommuniziert?	**statisch-zeitvariabel*** Festlegung der Einschränkungen quartals-, oder jahresweise	**dynamisch*** Versand der Einschränkungen nach kurzfristiger Engpassprognose	**(teil-)dynamisch** eigenverantwortliche Einschränkung mit Redispatch-Vorbehalt
Wie werden die Einschränkungen im FCA kompensiert?	**gar nicht** Anreiz durch Möglichkeit zum (schnelleren) Netzanschluss	**BKZ-Reduktion** Rabatt beim Netzanschluss	**maßnahmenbezogen** Entschädigung einzelner Einschränkungen

*HÄUFIG WIRD ZWISCHEN STATISCH, DYNAMISCH, VOLLDYNAMISCH UNTERSCHIEDEN. WOBEI DYNAMISCH = STATISCH-ZEITVARIABEL UND VOLLDYNAMISCH = DYNAMISCH. STATISCHE FCAS SPIELEN IM KONTEXT VON SPEICHERN KEINE ROLLE. IN ANLEHNUNG AN DIE NETZENTGELTDEBATTE (MODUL 3 § 14A ENWG VS. DYNAMISCHE NETZENTGELTE) HABEN WIR UNS FÜR DAS AUS UNSERER SICHT INTUITIVERE WORDING ENTSCHIEDEN.

3. Wer setzt bereits FCAs ein?

Blick ins EU-Ausland

Nutzung von FCAs häufig noch im Entwicklungsstadium

Land / Region	Verfügbar seit	Anlagentyp	Zeitliche Befristung	Netzebene	Kommunikation der Einschränkung	Quellen
Frankreich	01. Okt. 2025	Batteriespeicher	Dauerhaft	ÜN-Ebene	Statisch-zeitvariabel	RTE (2026): Battery Connection Capacities (Link)
Niederlande	01. Apr. 2025	Erzeuger, Speicher und Verbraucher	Dauerhaft	ÜN-Ebene	Dynamisch	TenneT (2025): Time-dependent transport rights (TDTR) (Link)
Niederlande	In der Einführung	Erzeuger, Speicher und Verbraucher	Dauerhaft	VN-Ebene	Statisch-zeitvariabel	fieldfisher (2025): Introduction of Alternative Transport Rights in the Netherlands (Link)
Belgien	In der Einführung	Erzeuger, Speicher und Verbraucher	Bis zum Netzausbau	ÜN-Ebene	Dynamisch	elia (2024): Connection with flexible access: Design note on the evolution of the framework at federal level (Link)
Wallonien	Seit 2016	Erzeuger, Speicher	Bis zum Netzausbau	ÜN- und VN-Ebene	Dynamisch	Föderaler öffentlicher Dienst Justiz der Wallonie (2016): Erlass der Wallonischen Regierung vom 10. November 2016 (Link)

- **In den untersuchten Ländern werden Konzepte ausgearbeitet, die allgemeine und konkretere Vorgaben zur Anwendung & Ausgestaltung von FCAs machen.**
- **FCAs sind in der Regel langfristig angedacht, jedoch können die Einschränkungen bei fortschreitendem Netzausbau zurückgehen.**
- **Die konkrete Ausgestaltung ist in vielen Ländern noch im Entwicklungsstadium.**

Blick nach Deutschland

Netzbetreiber von denen der Einsatz von FCAs öffentlich bekannt ist

Netzbetreiber	Anlagentyp	Zeitliche Befristung	Status der Umsetzung	Quellen
AllgäuNetz	Speicher	Dauerhaft	Umgesetztes Pilotprojekt	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2025): „Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern“ (Link)
Avacon	Windkraftanlagen, PV-Anlagen	Dauerhaft	Verfügbar	BayWa r.e. (2025): „Vom Engpass zur Lösung: Wie flexible Netzanschlüsse neue Wege für Projektentwickler eröffnen“ (Link)
Bayernwerk Netz	Speicher	Dauerhaft	Verfügbar	Bayernwerk Netz (2026): „Energiespeicher“ (Link)
E.DIS	Speicher	Dauerhaft	Umgesetzte Pilotprojekte	BayWa r.e. (2025): „Vom Engpass zur Lösung: Wie flexible Netzanschlüsse neue Wege für Projektentwickler eröffnen“ (Link)
LEW Verteilnetz	Speicher	Dauerhaft	Verfügbar	LEW Verteilnetz (2026): „Batteriespeicher“ (Link)
N-ERGIE Netz	Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biogasanlagen, Grünstromspeicher	Temporär oder dauerhaft	Statisch-zeitvariabel ist verfügbar; Dynamisch in Ausarbeitung	N-ERGIE Netz (2026): „Flexible Netzanschlussvereinbarungen“ (Link)
Sachsen Netze	Lasten	Dauerhaft	Verfügbar	Sachsen Netze (2026): „Bedingungen und Verträge“ (Link)
Wesernetz	Speicher, Power-to-Heat-Anlagen, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur	Temporär	Verfügbar	Wesernetz (2026): „Anlage 9 – Flexible Netzanschlusskapazität“ (Link)
WEMAG Netz	Speicher, Biogasanlage	Temporär	Umgesetzte Pilotprojekte	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2025): „Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern“ (Link), BayWa r.e. (2025): „Vom Engpass zur Lösung: Wie flexible Netzanschlüsse neue Wege für Projektentwickler eröffnen“ (Link)

Beispiele für die Ausgestaltung von FCAs für Speicher

Netzbetreiber	Angestrebtes Verhalten	Gegenleistung	Beschränkte Leistungsrichtung	Rahmen für Leistungs-einschränkung	Kommunikation der Einschränkungen	Weitere Restriktionen
AllgäuNetz	netzneutral	BKZ-Reduktion, schnellerer Netzanschluss	Bezug	Stundenobergrenze: 10 % der Jahresviertelstunden	Dynamisch: bis d – 2, 23:59 Uhr	Nicht öffentlich bekannt
Bayernwerk Netz	netzneutral	schnellerer Netzanschluss	Bezug und Einspeisung	Beschränkung auf vorab festgelegte Zeitfenster	Statisch-zeitvariable Hüllkurve	Rampenrestriktion: 1 - 10 % P_{inst} pro Minute; Erlaubte Leistung für Regelenergie: 0 – 5 MW
LEW Verteilnetz	netzneutral	schnellerer Netzanschluss	Einspeisung	Stundenobergrenze: max. 1000 h	Dynamisch: bis d – 2, 16:00 Uhr	Rampenrestriktion: 1 - 10 % P_{inst} pro Minute; Restriktion für Regelenergie (keine konkrete Angabe)
N-ERGIE Netz	netzneutral	schnellerer Netzanschluss	Einspeisung	Beschränkung auf vorab festgelegte Zeitfenster	Statisch-zeitvariable Hüllkurve	Nicht öffentlich bekannt
Norddt. VNB 1*	netzneutral	BKZ-Reduktion	Bezug	Stundenobergrenze	Dynamisch	Rampenrestriktion; Restriktion für Regelenergie; Vorzeitige Fahrplanfestlegung
Norddt. VNB 2*	netzneutral; optional: netzdienlich	BKZ-Reduktion	Einspeisung; optional: Bezug	Hüllkurve in Abhängigkeit der EE-Prognose am Standort; optional: Bezug- und Einspeisepflicht	Dynamisch	Restriktion für Fahrplanänderungen; Rampenrestriktion je nach Betriebsart: 6 - 10 % P_{inst} pro Minute; Erlaubte Leistung für Regelenergie: 25 % P_{inst}, weitergehende Restriktion für PRL-Teilnahme
Wesernetz	netzneutral	schnellerer Netzanschluss	Bezug	Unbegrenzt	Monatliche Prognose von potenziellen Eingriffszeiträumen	Vorzeitige Fahrplanfestlegung bis 10 Uhr des vorhergehenden Werktags
WEMAG Netz	netzdienlich	schnellerer Netzanschluss	Bezug und Einspeisung	Unbegrenzt	Dynamisch: bis t - 1 h	Nicht öffentlich bekannt

*DIE INFORMATIONEN ENTSTAMMEN GESPRÄCHEN MIT PROJEKTENTWICKLERN, DAHER WERDEN DIESE IN ANONYMISIERTER FORM DARGESTELLT.
GRDS. STELLT DIESE TABELLE NUR EINEN AUSSCHNITT DER DERZEIT IN VERHANDLUNG BEFINDLICHEN FCAS DAR, BSPW. WIRD DERZEIT AUCH AUF ÜNB-EBENE VERHANDELT. ANONYMISIERT SIND VIELE PROJEKTIERER BEREIT DATENPUNKTE ZU TEILEN.

Was der aktuelle Stand der FCA-Umsetzungen zeigt

Kein FCA gleicht dem anderen

Im **EU-Ausland** werden unterschiedliche Ansätze zur Ausgestaltung von FCAs verfolgt. Gemein ist bei den Beispielen, dass auf föderaler oder nationaler Ebene ein einheitlicher Rahmen für die Ausgestaltung von FCAs erarbeitet wird bzw. wurde. Die Ausgestaltung befindet sich noch im Entwicklungsstadium.
In **Deutschland** zeigt sich:

Einige Netzbetreiber bieten FCAs für Speicher bereits an, während sich andere noch in der Entwicklung befinden.

- FCAs werden teilweise **für Speicher im Speziellen** angeboten (im Vergleich zu anderen Anlagentypen).
- In einigen Netzgebieten sind FCAs für Speicher sogar bereits **eine gewisse „Pflicht“,** entsprechend auch dauerhaft gültig. Dies wirft jedoch auch **Fragen** zur ursprünglichen Intention des Gesetzgebers und **regulatorischen Stellung ggü. Redispatch** auf.
- Nicht in allen Fällen wird eine BKZ-Reduktion gewährt.

Die Ausgestaltung der Leistungsrestriktionen ist zwischen den Netzbetreibern unterschiedlich.

- Es zeigt sich eine Tendenz, dass Netzbetreiber für **ihr Netzgebiet einen Rahmen für die Ausgestaltung eines FCAs** festlegen – heißt ein gewisser Standard für ein Netzgebiet. Dabei ist die Ausgestaltung zwischen den Netzbetreibern jedoch sehr unterschiedlich.
- Bisher ist **kein Beispiel** bekannt bei **dem eine Mindestleistung** garantiert wird. Eine statisch-zeitvariable oder dynamische Begrenzung der Leistung bis auf 0 ist üblich.

Weitere Restriktionen sind in der Regel vorhanden (auch wenn tlw. öffentlich nicht unbekannt) und bedingen die Individualität von FCAs.

- Zu der Leistungsrestriktion kommt in der Regel noch eine **variable Anzahl an weiteren Restriktionen** zu Rampen, der Vermarktung von Regelleistung und/oder Fahrplanänderungen. Die konkrete Ausgestaltung kann dann tatsächlich standort-individuell ausfallen.
- Einige Netzbetreiber wollen **Standard-FCAs** für Speicher jedoch **in Kürze ausrollen**.

4. Welche Auswirkungen haben FCAs auf Großbatteriespeicher?

Untersuchte Restriktionen und Modellierung

Auswirkungen von FCAs auf Speichererlöse

Je nach Ausgestaltung können FCAs für Speicher eine Beschränkung hinsichtlich der **verfügbaren Leistung**, **der Dynamik** oder der **Teilnahme an Spot- und Regelleistungsmärkten** darstellen. Im Vergleich zu einem unbeschränkten Speicherbetrieb ist daher in vielen Fällen mit **Erlöseinbußen seitens des Speicherbetreibers** zu rechnen.

1. Zur exemplarischen **Quantifizierung von Erlöseinbußen** wurden im Rahmen des Kooperationsforums Großbatteriespeicher der FfE der Einfluss von Rampenrestriktionen, Restriktionen für die Regelenergie sowie Leistungsrestriktionen untersucht. Restriktion für Fahrplanänderungen konnten aufgrund der begrenzten Modellierbarkeit der kontinuierlichen Märkte nicht berücksichtigt werden.

Untersuchte Restriktionen

Rampenrestriktion
+ Restriktion für Regelenergie
- *Begrenzung des maximalen Leistungsgradienten auf 7 % P_{inst}/min bzw. 10 % P_{inst}/min*
- *Begrenzung des Anteils der Anschlussleistung, der zur Regelenergievermarktung bereitgestellt werden kann auf 30 % (30 MW)*

Leistungsrestriktion (3 Sensitivitäten)
- Begrenzung der Einspeise- oder Bezugsleistung
1. *Statische Einspeise- und Bezugshüllkurve nach Fahrplan*
2. *Dynamische Restriktion: Einspeiserestriktion basierend auf PV-Erzeugung*
3. *Dynamische Restriktion: Einspeise- und Bezugsrestriktion basierend auf Redispatch-Bedarf*

2. Speichererlöse der verschiedenen Szenarien wurden mit dem Optimierungsmodell **eFlame** modelliert.

Modellierungs-parameter

100 MW 200 MWh	**85 % Round Trip Efficiency**	**2 Zyklen pro Tag**	**Märkte: Day-Ahead (DA), Intraday Auktion (IDA1) Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung (aFRR)**	**Simulationsjahr: 2024***

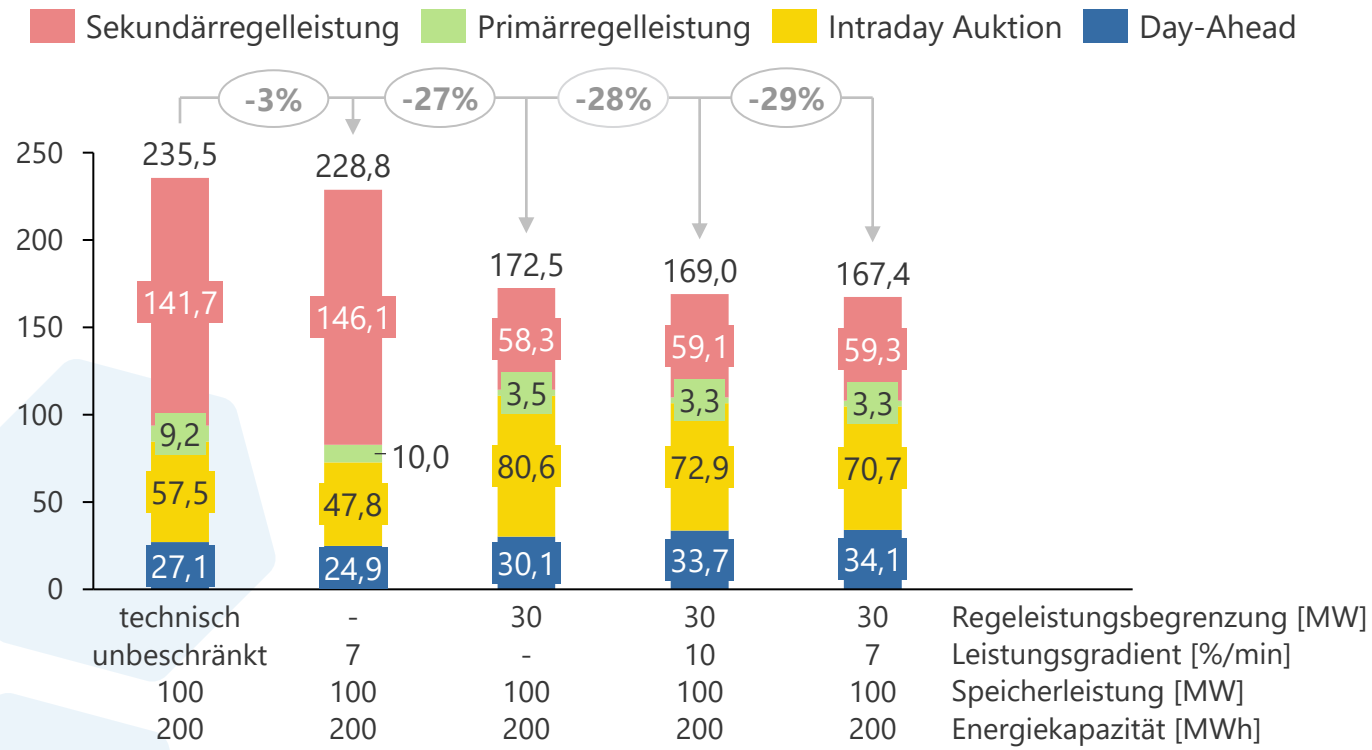
*LAUT BRANCHENAUSSAGEN WAR DAS JAHR 2024 IM HINBLICK AUF DIE BESS-ERLÖSE EIN SEHR GUTES JAHR. DIE BRANCHE RECHNET IN ZUKUNFT DURCH EINTRETENDE SÄTTIGUNGSEFFEKTE MIT DEUTLICH WENIGER MARKTERLÖSEN (UNABHÄNGIG VON NETZENTGELTREGELUNGEN ODER FCAS)

Rampenrestriktion & Restriktion der Regelenergie

Relevante Erlösrückgänge von etwa 29% möglich

Rampenrestriktionen und Restriktionen der Regelenergie **verhindern eine schnelle Änderung der Einspeise- bzw. Bezugsleistung**.
Sie werden (oft kombiniert) eingesetzt, um abrupt wechselnde Leistungsflüsse in großem Umfang für die Netzstabilität handhabbar zu machen.

Jährliche Erlöse aus der Batteriespeichervermarktung für 2024 in EUR/kW



Ausgehend vom unbeschränkten Szenario zeigt sich bei einem 2h-Speicher mit einem Gradienten von 7 %/min* und einer Begrenzung der Regelleistung auf 30 MW ein **relevanter jährlicher Erlösrückgang von etwa 29 %.**

Insbesondere die **Einschnitte in der Regelleistung** tragen zu einem erheblichen Anteil der Erlösreduktionen bei. Bei einer alleinigen Rampenrestriktion können Erlösverluste auf den Spotmärkten durch zunehmende Vermarktung von Regelleistung teils kompensiert werden.

Weiterführende Hinweise aus den Analysen:

- *Bei der reinen Spotmarktvermarktung ergaben sich durch Rampen Erlösreduktionen von 5 – 7 % (2h-Speicher).*
- *Eine Begrenzung der Regelleistungs-Vermarktung auf 30 MW wirkt sich insbesondere auf 2h-Speicher (gängige Praxis) aus. 4h-Speicher bleiben vergleichsweise robuster gegenüber den Erlösrückgängen (-17%).*

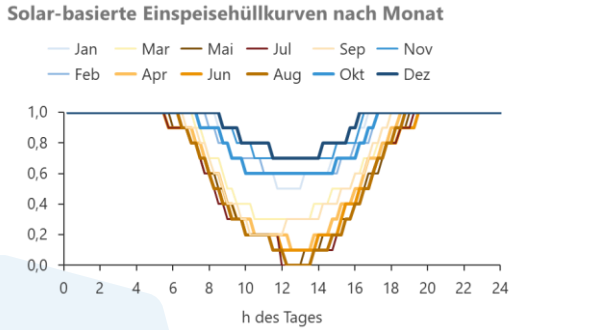
* DIE 4 ÜNB BEGRENZEN LEISTUNGSÄNDERUNGEN VON BATTERIESPEICHERN AUF 6 %/MIN BIS 20 %/MIN
BAYERNWERK NETZ KOMMUNIZIERT EINE BANDBREITE VON 1 %/MIN BIS 10 %/MIN

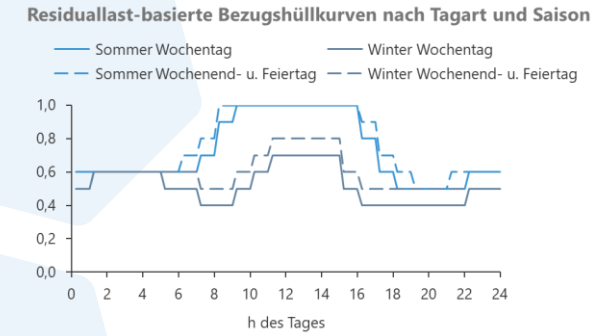
Leistungsrestriktionen

Starke Variation in der Ausgestaltung denkbar

Leistungsrestriktionen **begrenzen die erlaubte Einspeise- oder Bezugsleistung** und werden eingesetzt, wenn Netzkapazitäten (zeitweise) knapp sind. In ersten Praxisanwendungen variieren sie nach ihrem Dynamisierungsgrad von statischen Begrenzungen über statisch-zeitvariable Fahrpläne hin zu signalbasierten, dynamischen Restriktionen. Je nach Netzsituation könne sie für Bezug und/oder Entnahme gelten und in verschiedene Zeitfenster fallen. Für die Analyse wurden **drei Optionen** exemplarisch modelliert:

Statisch-zeitvariable Hüllkurven nach Fahrplan





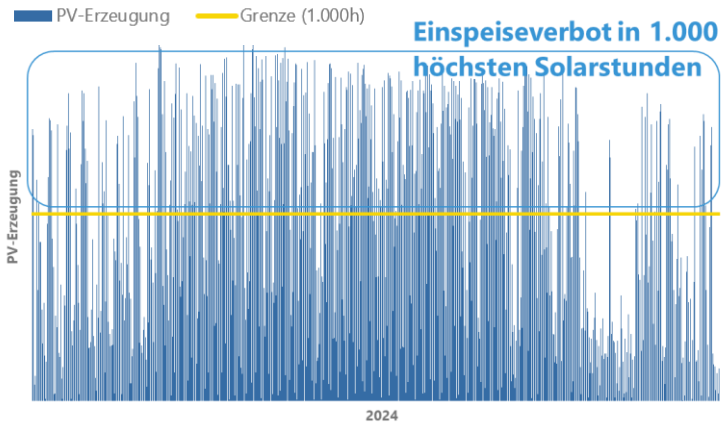
Redispatch-basierte Einspeise- und Bezugsrestriktion (ÜNB) – 2 Standorte

- *Bezugsverbot des Speichers bei Auftreten von positivem Redispatch („Wirkleistungseinspeisung erhöhen")*
- *Einspeiseverbot des Speichers bei Auftreten von negativem Redispatch („Wirkleistungseinspeisung reduzieren")*

	Redispatch -Belastung im Jahr 2024	**Positiver Redispatch** [Anzahl Stunden]	**Negativer Redispatch** [Anzahl Stunden]
A	16%	**1.333**	33
B	23%	23	**1.970**

Einspeiserestriktion basierend auf PV-Erzeugung (1.000 h)

- *Einspeiseverbot des Speichers in den 1.000 höchsten Solarstunden des Jahres*

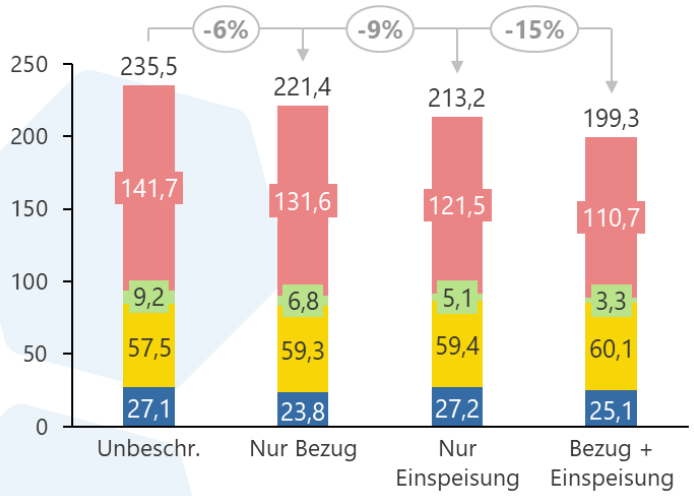


Leistungsrestriktionen

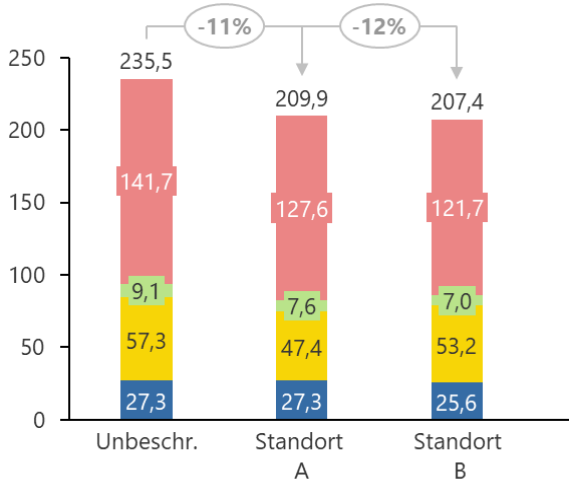
Stärkste Erlöseinbußen (etwa 15%) bei statisch-zeitvariabler Hüllkurve

Für alle modellierten Leistungsrestriktionen zeigen sich Erlösreduktionen von 5 bis 15 %, wobei die **stärksten Einbußen bei der statisch-zeitvariablen Hüllkurve nach Fahrplan** auftreten. Bei der Redispatch-basierten Einspeise- bzw. Bezugsrestriktion **variieren die Erlösreduktionen mit der Region**. Die geringsten Erlösreduktionen zeigen sich bei der Einspeiserestriktion basierend auf PV-Erzeugung: Die betroffenen Stunden liegen primär in der Mittagszeit, wo Strompreise in 2024 oft gering sind und der Speicher vergleichsweise wenig Anreiz hat, Strom zu verkaufen.

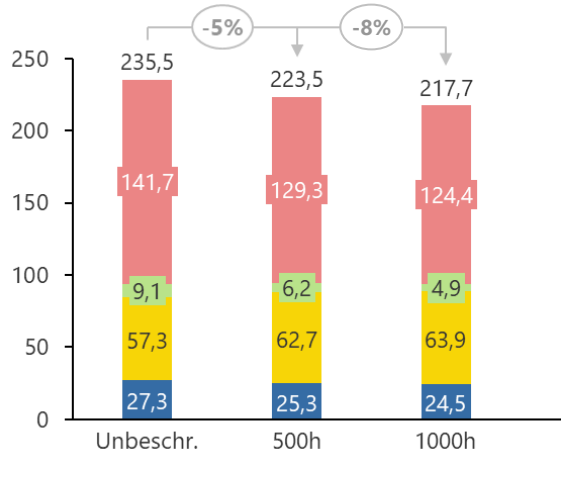
Statisch-zeitvariable Hüllkurven nach Fahrplan



Redispatch-basierte Einspeise- und Bezugsrestriktion (ÜNB) – 2 Standorte



Einspeiserestriktion basierend auf PV-Erzeugung (1.000 h)



Sekundärregelleistung | Primärregelleistung | Intraday Auktion | Day-Ahead

Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Großbatterien

FCAs können Speicher in (Teil)netzgebieten unwirtschaftlich machen

Die Analyse zeigt die Variabilität verschiedener FCA-Restriktionen und deren mögliche Erlöseinbußen exemplarisch. Insgesamt können Erlösauswirkungen aufgrund der hohen Variabilität möglicher Restriktionen **nur begrenzt verallgemeinert** werden. Im derzeitigen Batteriespeicher Business-Case ergibt sich folgendes Bild:

Bereits die dargestellten Restriktionen können relevante Erlösreduktionen von 8 bis 29 % hervorrufen.

- Kommen **zusätzliche Restriktionen hinzu** / treten diese kombiniert auf, wirkt dies erschwerend auf den Business Case. Die **Summe der Einschränkungen** entscheidet, ob Projekte noch finanziert werden.
- Insbesondere **Restriktionen für Fahrplanänderungen** wurden nicht abgebildet. Eine Studie der BET schätzt diese auf etwa 11% im Vergleich zum unbeschränkten Fall. Modo Energy geht pauschal von 50% Erlöseinbußen aus der ID-Vermarktung aus.

Im derzeitigen Speicher-Business-Case sind insbesondere Einschränkungen der Regelleistung zentraler Einflussfaktor.

- In einem wandelnden Marktumfeld, sich verändernden Erlösstrukturen und längeren Speicherdauern (z.B. Sättigung Regelleistungsmarkt) kann sich die **Erlösrelevanz von Einschränkungen jedoch** verschieben. So sind Regelleistungs-einschränkungen bei einem 4h-Speicher im Vergleich zum 2h-Speicher zwar noch durchaus sichtbar, aber weniger ausgeprägt.

Die regulatorische Unsicherheit erhöht Risiko-aufschläge im Finanzierungs-beitrag und wirkt als Investitionskostentreiber.

- In Hintergrundgesprächen wurden in der Regel zweistellige Renditen als Zielwert genannt.
- Entscheidend ist auch **das Verhältnis** von Erlöserwartung und Unsicherheitsfaktoren.

5. Welche Wechselwirkungen entstehen bei der Einführung von Speichernetzentgelten?

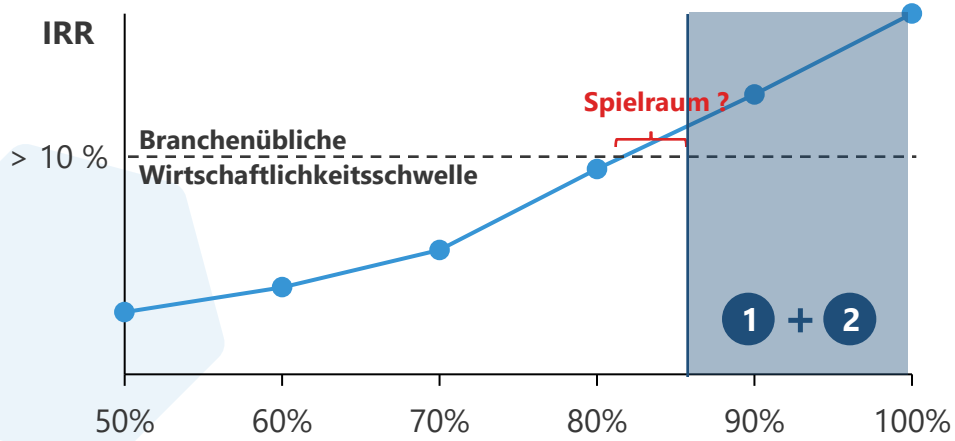
Wechselwirkung zwischen FCAs & Finanzierungsfunktion

Spielraum für zusätzliche Kosten durch Netzentgelte I/II

Eine allgemeingültige Antwort auf diese Frage ist aufgrund der fehlenden Standardisierung bei FCAs nur mit **großen Unsicherheiten** möglich. Zwei Aspekte müssen für eine Beantwortung berücksichtigt werden:

1. Mit welchen **durchschnittlichen Erlöseinbußen** kann durch das Abschließen eines FCAs gerechnet werden (Summe der Restriktionen)?
   → Daraus lässt sich der **Spielraum für zusätzliche Kostenbelastung** durch Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Anlagen mit FCA ableiten.

Illustrative Abbildung zur Kostenwirkung



Restriktionen

1. Dynamische Leistungsbegrenzung in der Abbildung beispielhaft dargestellt
2. Zusätzliche Rampenbegrenzung
3. Zusätzliche Einschränkung zu Regelleistungsvermarktung
4. Zusätzliche Einschränkung zu Fahrplanänderungen

Einige Analysen aus jüngster Zeit beschäftigen sich mit diesem Spielraum (Afry (2026); Aurora (2026); Modo Energy (2026)). Jede nimmt unterschiedliche Restriktionen für die FCAs und Netzentgelthöhen an. Die Annahmen zu Restriktionen und ihrer Wirkung sind in Summe eher konservativ, jedoch nicht unwahrscheinlich. **Gemein ist den Analysen**, dass sie **keinen Spielraum für Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion** bei Abschluss der beispielhaften FCAs sehen – teilweise auch nicht für Speicher ohne FCA.

Wechselwirkung zwischen FCAs & Finanzierungsfunktion

Zwischenfazit

Trotz der Unsicherheit wegen der unterschiedlichen Ausgestaltung, würden wir basierend auf den bisherigen hauseigenen und veröffentlichten Analysen zu FCAs, folgende allgemeine Aussage treffen:

Im Durchschnitt wird kein Spielraum mehr für einen niedrigen zweistelligen Kapazitätspreis €/kW/a (bezogen auf die gesamte installierte Kapazität) bei der Speicherfinanzierung bestehen, wenn ein FCA abgeschlossen wird.

- Der Effekt dynamischer Netzentgelte wurde dabei noch nicht betrachtet. Der Finanzierungsbeitrag durch einen Kapazitätspreis dürfte die zusätzlichen Erlöse aus der Anreizkomponente jedoch zumindest nicht signifikant übersteigen.
- Je nach konkreter Festlegung von AP 1, AP 2 und KP könnten großzügige Regelungen zur wählbaren Mindestkapazität die finanzielle Belastung für Speicher abmindern.
- Diese Aussage ist als Durchschnitt zu verstehen und nicht in Bezug auf die Finanzierbarkeit individueller Projekte, d.h. manche FCAs sind vermutlich milder, andere bereits heute knapp über oder sogar unter der Finanzierbarkeitsschwelle . Für eine konkretere Aussage braucht es dann eine differenziertere Betrachtung je Netzgebiet (siehe die Beispiele auf Folie 15).

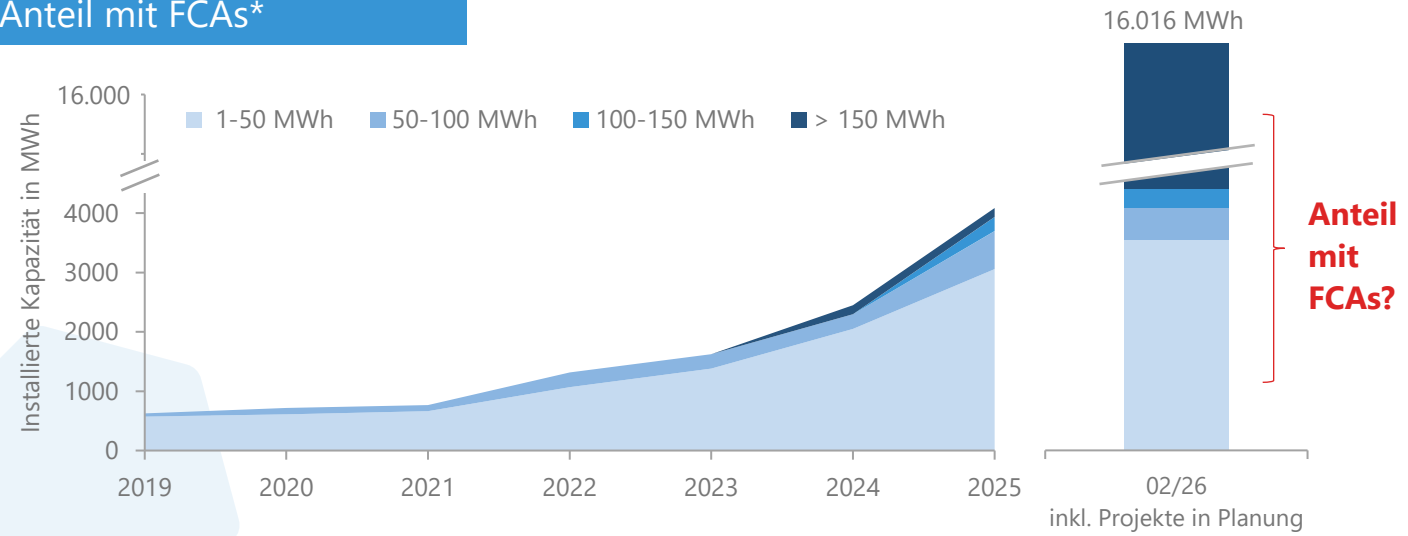
Wechselwirkung zwischen FCAs & Finanzierungsfunktion

Spielraum für zusätzliche Kosten durch Netzentgelte II/II

Eine allgemeingültige Antwort auf diese Frage ist aufgrund der fehlenden Standardisierung bei FCAs nur mit **großen Unsicherheiten** möglich. Zwei Aspekte müssen für eine Beantwortung berücksichtigt werden:

2 Wie hoch ist **der Anteil** an Speichern **mit FCAs**? → Daraus lässt sich die Auswirkung auf den gesamten Speicherausbau abschätzen.

Illustrative Abbildung zum Anteil mit FCAs*



Im Rahmen der Erstellung der Stellungnahme konnten wir zumindest verifizieren, dass **über 50% der als geplant gemeldeten Projekte** im Marktstammdatenregister in der Größenklasse größer 50 MWh **mit einem FCA angeschlossen** werden. Dies soll nur unseren Eindruck aus Branchengesprächen greifbarer machen (siehe unten). Wir konnten nicht alle Projekte verifizieren und die Daten aus dem Marktstammdatenregister bilden nur einen sehr kleinen Teil der Projekte im fortgeschrittenen Planungsprozess ab und sind **leider nicht repräsentativ**.

Leider lassen sich keine quantitativen Aussagen dazu treffen, wie viele der heute angeschlossenen Speicher einen FCA haben. Allerdings erhärtet sich der Eindruck aus Branchengesprächen, dass **ein Großteil der Projekte mit Netzanschlusszusage** (die auch weiter entwickelt werden) derzeit einen FCA aushandeln sei es auf Verteil- oder Übertragungsnetzebene. In einzelnen Netzgebieten liegt der Anteil bei 100% für neue Projekte.

*GRAFIK: EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF DATEN AUS DEM MARKTSTAMMDATENREGISTER, FEBRUAR 2026.

Wechselwirkung zwischen FCAs & Anreizfunktion

Kosteneffizienz in einem System mit zwei netzorientierten Werkzeugen I/II

Durch den parallelen Einsatz von FCAs und Anreizkomponente entstehen Ineffizienzen:

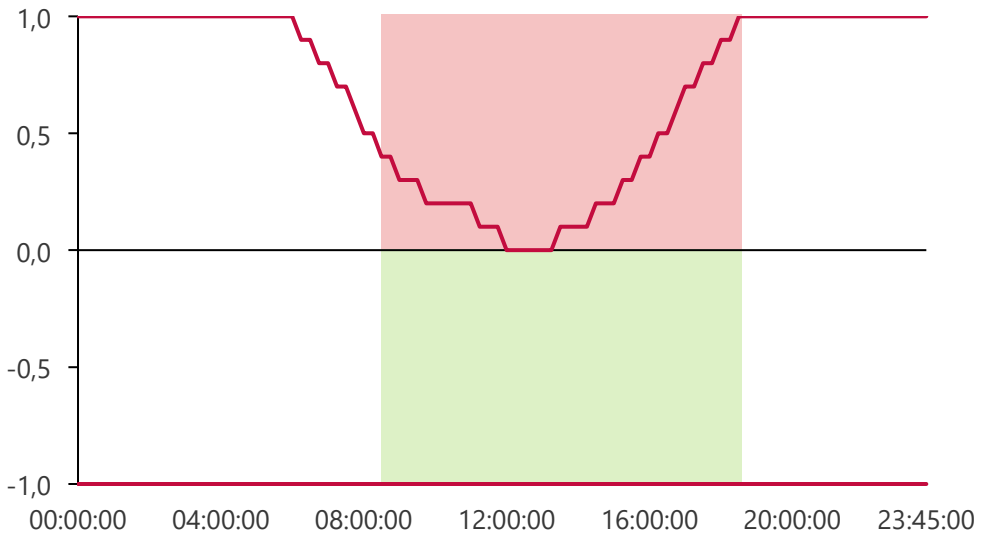
Fall 1: Synchronität von FCA und Anreizkomponente

Bsp: ÜNB setzt situativ ein **positives Einspeiseentgelt** und **negatives Bezugsentgelt aufgrund von negativem Redispatchbedarf**; Der FCA verhindert auf Verteilnetzebene temporär die zusätzliche Einspeisung des Speichers. Im gewählten Beispiel rechts ist das im Jahr 2024 in **424 Viertelstunden** der Fall (von insgesamt 674 Viertelstunden mit negativem Redispatchbedarf).

Folgen:

- Das **„Strafentgelt“** hat in diesem Fall **keinen/kaum Effekt**, da Einspeisung ohnehin durch den FCA unterbunden wird.
- Durch die harte Beschränkung der Bezugsseite, wird die Einspeiseseite gezwungenermaßen attraktiver. Das **negative Netzentgelt verstärkt diesen Effekt** bzw. wäre vermutlich nicht notwendig gewesen. Der Speicher profitiert von der Einhaltung des FCAs. Im Kontext von Rabatten (bspw. reduzierter BKZ) müsste die Frage einer doppelten Kompensation diskutiert werden.
- Bei dem Sonderfall eines netzdienlichen FCAs hat ein negatives Bezugsentgelt nur einen Effekt, wenn die Wirkung über die FCA-Mindestanforderung hinausgeht.

Mögliche solarbasierte Hüllkurve für einen Speicher im Verteilnetz in Region C an einem Beispieltag in 2024



QUELLE: REDISPATCHBEDARF VON NETZTRANSPARENZ.DE; EIGENE BERECHNUNG DER SOLARBASIERTEN HÜLLKURVE BASIEREND AUF MODELLIERTEM REGIONALEN SOLARPROFIL NACH CAMS UND ERA5 WETTERDATEN

Wechselwirkung zwischen FCAs & Anreizfunktion

Kosteneffizienz in einem System mit zwei netzorientierten Werkzeugen II/II

Durch den parallelen Einsatz von FCAs und Anreizkomponente entstehen Ineffizienzen:

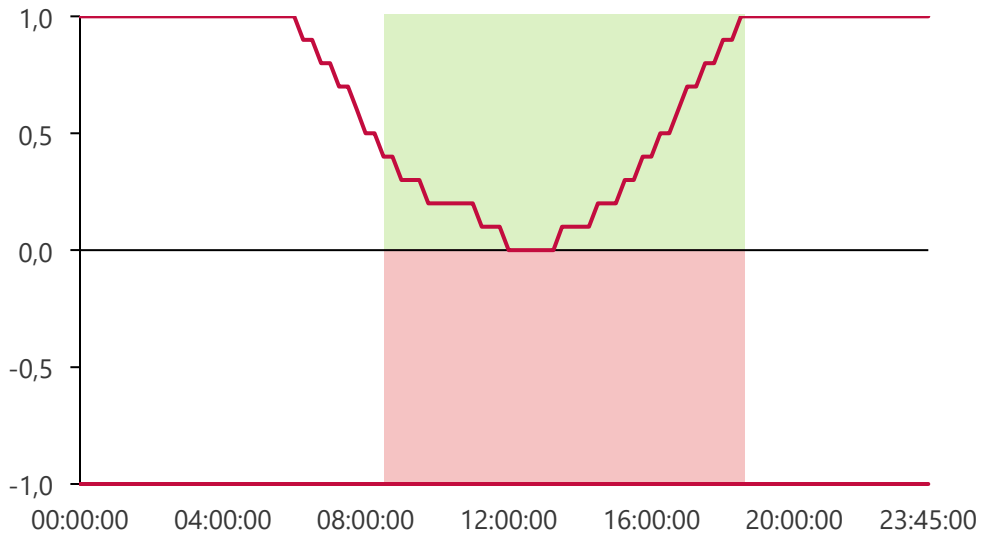
Fall 2: Asynchronität von FCA und Anreizkomponente

Bsp: ÜNB setzt situativ ein **negatives Einspeiseentgelt** und **positives Bezugsentgelt aufgrund von positiven Redispatchbedarf;** Der FCA verhindert auf Verteilnetzebene temporär die zusätzliche Einspeisung des Speichers. Im gewählten Beispiel rechts ist das in **1.103 Viertelstunden** der Fall (von insgesamt 2.678 Viertelstunden mit positivem Redispatchbedarf).

Folgen:

- Der Anreiz durch das **negative Entgelt kann nicht wirken**, da die Einspeisung durch den FCA unterbunden wird.
- Der Speicher kann (und soll) jedoch auch die Bezugsseite nicht nutzen durch den positiven Arbeitspreis. Durch die Einhaltung des FCAs kann der Speicher also nicht vom negativen Arbeitspreis profitieren; die **Kostenbelastung durch den FCA müsste höher bewertet** werden.
- Bei dem Sonderfall eines netzdienlichen FCAs, kann das positive Bezugsentgelt nur bis FCA-Leitplanke wirken (diese liegt bei netzdienlichen FCAs nicht zwangsläufig auf der Nulllinie) und der Speicher würde für das Einhalten des FCAs finanziell bestraft werden.

Mögliche solarbasierte Hüllkurve für einen Speicher im Verteilnetz in Region C an einem Beispieltag in 2024



Positiver Redispatch-Bedarf in Region C im Übertragungsnetz

Negativer dyn. Arbeitspreis für die Einspeisung

Positiver dyn. Arbeitspreis für den Bezug

QUELLE: REDISPATCHBEDARF VON NETZTRANSPARENZ.DE; EIGENE BERECHNUNG DER SOLARBASIERTEN HÜLLKURVE BASIEREND AUF MODELLIERTEM REGIONALEN SOLARPROFIL NACH CAMS UND ERA5 WETTERDATEN

6. Wie kann die Einführung von Speicher-netzentgelten und FCAs harmonisiert werden?

Harmonisierung von FCAs & Finanzierungsfunktion

Umgang mit der Kostenbelastung

- Die Kostenbelastung für Speicherprojekte durch den Abschluss von FCAs ist nicht zu unterschätzen. In einzelnen Verteilnetzgebieten sind Speicherprojekte allein **durch die FCA-Bedingungen nicht mehr attraktiv**. Und in den bisher geführten Verhandlungen zu FCAs für Projekte, die vor 01.09.2029 in Betrieb genommen werden sollen, wurde eine zusätzliche Kostenbelastung durch Netzentgelte auch noch nicht mit eingepreist. Wenn ein FCA abgeschlossen wird, bleibt im Schnitt vermutlich **wenig Spielraum für die zusätzliche Kostenbelastung** durch einen Kapazitätspreis (angenommen dieser wird auf die gesamte Kapazität* zu zahlen sein).
- Die Übersicht zu FCA-Beispielen zeigt, dass **nicht in allen Fällen eine Reduktion des BKZs** für den Abschluss eines FCAs gewährt wird. Dabei wird die (berechtigte) Möglichkeit einer Reduktion bei nicht dauerhaft verfügbarer Anschlussleistung explizit von der BNetzA in ihrem Positionspapier zur Erhebung des BKZs adressiert. Jedoch herrscht **in der Praxis Uneinigkeit** bei der Frage, ob eine Reduktion gerechtfertigt sei, wenn nur die Einspeiseseite des Speichers begrenzt wird. Denn der BKZ würde für die bezugsseitige Wirkung des Speichers erhoben werden. Im Rahmen der Diskussion zur Einführung von einspeiseseitigen Entgelten bzw. BKZ **sollte dieser Punkt klar gestellt werden**.
- Dies wäre auch relevant für die Frage, **ob Rabatte auf den Kapazitätspreis gerechtfertigt wären**. Auch hier ließe sich anführen, dass durch den FCA den Speichern ihre gewählte und bezahlte Kapazität nicht dauerhaft zur Verfügung steht. Gewisse Parallelen ergeben sich zu der Festlegung der Entschädigung im Rahmen der Module zu § 14a EnWG. **Beispiele für Netzentgelt-Rabatte für FCAs finden sich auch im europäischen Ausland** (bspw. Niederlande, Dänemark). Dabei ist die Verbindung von Netzentgelt-Rabatten mit den Leistungsrestriktionen unter Umständen nahe liegender, als für die Belastungen durch Rampenrestriktionen, Restriktionen zur Regelleistungsvermarktung oder Restriktionen für Fahrplanänderungen.
- Schwierigkeit bei den Rabatten ist die **Bestimmung einer „fairen" bzw. diskriminierungsfreien Höhe** ohne standardisierte FCA-Bedingungen. Gegebenenfalls ließen sich jedoch zumindest **Eckpunkte oder Kriterien für die Parametrierung** bestimmen, bspw. anhand der Mindestkapazität (sollte eine solche für den Kapazitätspreis vorgegeben werden) oder maximalen Eingriffsstunden, in denen die Leistung auf 0 abgesenkt wird. Dies hätte ggfs. auch den Nebeneffekt, dass ein Anreiz für einen maßvoll Umgang mit den Einschränkungen gesetzt wird.

*SIEHE AUCH BUNDESNETZAGENTUR (2024): BK 8 POSITIONSPAPIER ZUR ERHEBUNG VON BAUKOSTENZUSCHÜSSEN (LINK)

Harmonisierung von FCAs & Anreizfunktion

Mögliche Konfliktpunkte und denkbare Gegenmaßnahmen

- **FCAs erschweren es** für vorgelagerte Netzbetreiber **die Anlagenreaktion abzuschätzen**, da Leistungsrestriktionen oder Rampenvorgaben ggf. die Reaktion unterbinden. Sofern die Informationen über Anlagen mit FCAs nicht unter den Netzbetreibern geteilt werden, braucht es hierdurch eine deutlich **längere Lernphase bei der Parametrierung des Anreizsignals**. Daneben gilt vermutlich, dass **jegliche Information hilfreicher ist als gar keine**. Das Mindestmaß an Information für den vorgelagerten Netzbetreiber wäre welche Anlagen mit einem FCA angeschlossen wurden.

- Grundsätzlich können **FCAs sinnvoll sein, um das lokale Netz gegen** eine unerwünschte Preisreaktion (egal ob auf Börsenstrompreise oder dynamisches Netzentgelt der Anlagen) **abzusichern**. Die Möglichkeit lokale Engpässe über FCAs zu adressieren, birgt aber die **Gefahr dass die Kaskadierung des Anreizsignals** – insbesondere die sachgerechte Festlegung von Zu- oder Abschlägen auf das Preissignal durch den nachgelagerten Netzbetreiber – **unterlaufen wird**. Dies kann, wie auf den Folien 28 & 29 dargestellt, dazu führen, dass **das resultierende Preissignal und die Leistungsvorgabe** durch den FCA **sich entgegenstehen oder doppeln.** Bei Fall 1 wird der Speicher für Einhaltung des FCAs ggfs. finanziell „bestraft“, bei Fall 2 ist das Preissignal ggfs. nicht notwendig.

- Durch den FCA werden die **Anschlussnetzbetreiber wenig Anreiz haben einen Zu- und Abschlag** auf das Anreizsignal eines vorgelagerten Netzbetreibers **zu setzen**. Denn ihr Netz ist bereits durch den FCA abgesichert. Um dies zu verhindern und die obenstehenden Fälle, sollte verbindlich festgelegt werden, dass der örtliche Netzbetreiber durch geeignete Zu- oder Abschläge auf das kaskadierte Anreizsignal dafür sorgen muss, dass sich das resultierende Preissignal und der verbleibende Leistungskorridor des FCAs nicht entgegenstehen. Anderenfalls muss davon ausgegangen werden, dass entweder die verhängten FCA-Restriktionen oder die gewählten Zu- und Abschläge auf das Anreizsignal die örtliche Netzsituation nicht adäquat widerspiegeln.

FfE München
Am Blütenanger 71
D-80995 München

FfE Berlin
Albrechtstraße 22
D-10117 Berlin

www.ffe.de