REFORM DER NETZENTGELTSYSTEMATIK FÜR STROMSPEICHER

Stellungnahme von green flexibility zu den Orientierungspunkten der BNetzA „Speichernetzentgelte“ vom 16. Januar 2026
(GBK-25-01-1#3, AgNes-Verfahren)

Kempten, den 27.02.2026

I. EINLEITUNG 2
1. Über uns 2
2. Begrüßenswerte Konkretisierungen 2
II. STRUKTUR DER VORGESCHLAGENEN NETZENTGELTE 3
1. Entgelte mit Finanzierungsfunktion 3
2. Entgelte mit Anreizfunktion: Dynamische Netzentgelte 4
III. FEHLENDE DEFINITIONEN FÜR VERHALTENSKATEGORIEN 7
1. Problemaufriss 7
2. Anforderungen an eine belastbare Definition 7
IV. BERÜCKSICHTIGUNG UND STANDARDISIERUNG VON FCAS 8
V. EINBEZIEHUNG VON BESTANDSANLAGEN 10
1. Regulatorische Ausgangslage 11
2. Szenarioanalyse: Auswirkungen auf Bestands- und Neuinvestitionen 14
3. Regelungsoptionen und Gestaltungsvarianten 17
VI. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ERWÄGUNGEN 18
1. Bedeutung von Stromspeichern für Energiewende und Netzstabilität 18
2. Finanzierungsfähigkeit und Kapitalkosten 18
3. Wettbewerbsverzerrung 19
4. Auswirkungen auf Investitionssicherheit 19
5. Wirtschaftspolitische Abwägung 20
VII. EMPFEHLUNGEN 21
1. Zur Berücksichtigung von FCAs 21
2. Zur Behandlung netzneutraler Speicher 21
3. Zu den dynamischen Netzentgelten 21
4. Zum Bestandsschutz 21

I. EINLEITUNG

1. Über uns

green flexibility ist ein auf die Entwicklung, den Bau und Betrieb von Großbatteriespeichern spezialisiertes Unternehmen, das Netzstabilität durch Flexibilität fördert. Als führender Experte der Energiewende kombiniert green flexibility fundiertes Wissen und modernste Batteriespeicher-Technologie, um die Energieinfrastruktur der Zukunft verlässlich, flexibel und nachhaltig zu gestalten. Das Unternehmen, gegründet von erfahrenen Energieunternehmern, mit Hauptsitz in Kempten, vereint mehr als 100 Jahre Erfahrung und Expertise und unterstützt die Energiewende mit innovativen Lösungen für großflächige Batteriespeichersysteme, die eine nachhaltige und sozialverträgliche Integration erneuerbare Energien ermöglichen. green flexibility begrüßt die Orientierungspunkte als wichtigen Meilenstein zur Modernisierung der Netzentgeltsystematik. Wir sehen viele Überschneidungen mit unserer Positionierung zum AgNes-Verfahren vom 09.09.2025, die Netzentgelte konsequent auf Netzdienlichkeit auszurichten.

2. Begrüßenswerte Konkretisierungen

Die BNetzA greift einige zentrale Elemente unserer Forderungen auf und schlägt praxisnahe Lösungen vor.

- Arbitrage und Systemdienstleistungen werden grundsätzlich als volkswirtschaftlich sinnvoll anerkannt; Netzentgelte sollen so gestaltet werden, dass wohlfahrtsfördernde Arbitrage nicht behindert wird und Speicher an Märkten unter vergleichbaren Netzentgeltbedingungen teilnehmen können. Gleichzeitig betont die BNetzA explizit, dass das Potenzial von Speichern zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen „bestmöglich genutzt" werden soll und dass Speicher flexibel auf Signale reagieren können, inklusive großer Einsparpotenziale bei Redispatch.

- Saldierung bei Finanzierungsentgelten: Die Anwendung des Arbeitspreises bei netzgekoppelten Speichern nur auf nicht wieder eingespeiste Bezugsmengen (Verluste) honoriert marktdienliche Arbitrage und vermeidet Negativanreize gegen wohlfahrtsfördernde Flexibilität. Dies deckt sich mit unserem Anliegen, dass marktdienliches Verhalten nicht systematisch behindert werden sollte.

- Dynamische Anreize: Symmetrisch-vorzeichengerechte, engpassorientierte Preissignale für Speicher können einen wirksamen Hebel für netzdienliches Verhalten darstellen und gleichzeitig positive Erlösperspektiven bei sinkenden Netzkosten ermöglichen. So lässt sich Flexibilität effizient aktivieren, ohne auf neue Subventionslogiken zurückzugreifen oder bewährte Marktmechanismen auszubremsen. In Situationen, in denen ein Auseinanderfallen von

einheitlichem Marktpreis und lokalem Netzbedarf droht, setzen dynamische Netzentgelte ein korrigierendes Signal. Anlagenbetreiber erhalten so einen klaren finanziellen Anreiz, ihre Fahrweise an der lokalen Netzsituation auszurichten – etwa überschüssigen Strom genau dann einzuspeisen oder aufzunehmen, wenn es dem regionalen Netz am meisten nützt. Damit wird Netzdienlichkeit sinnvoll mit Marktdienlichkeit kombiniert.

- Bidirektionale Ausgestaltung: Die BNetzA will bei Einführung von Einspeiseentgelten sicherstellen, dass Speicher nicht doppelt (als Erzeuger und Verbraucher) an der Netzfinanzierung beteiligt werden. Die Vermeidung doppelter Belastung und standortgerechte Anreize für Bezug/Einspeisung spiegeln unsere Forderung nach Ermöglichung wirtschaftlich tragfähigen, netzdienlichen Handelns wider. Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion sollen Speicher nicht einmal als Erzeuger und einmal als Verbraucher an der Netzfinanzierung beteiligt werden.

II. STRUKTUR DER VORGESCHLAGENEN NETZENTGELTE

1. Entgelte mit Finanzierungsfunktion

Neben den vorgenannten Erwägungen der Bundesnetzagentur zur nutzungsabhängigen Gestaltung der Netzentgeltsystematik werfen die vorgeschlagenen Entgelte mit Finanzierungsfunktion jedoch wichtige Fragen auf.

a) Risiko investitionshemmender Wirkungen fixer Finanzierungskomponenten

Die Einführung einer Finanzierungsfunktion in den Speichernetzentgelten führt zu einem zusätzlichen fixen Kostenblock, der unabhängig vom tatsächlichen Netznutzungsverhalten anfällt. Für kapitalintensive Speicherprojekte mit überwiegend „merchant" geprägtem Erlösprofil wirkt eine solche Fixkostenkomponente unmittelbar auf die Tragfähigkeit bestehender und künftiger Kreditstrukturen. Ohne unmittelbare Erlösgegenposition erhöht sie den Renditedruck und wirkt investitionssensitiv. In der Gesamtbetrachtung kann hierdurch ein struktureller Gegenanreiz für Investitionen in Speicherinfrastruktur entstehen. Interne Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass zusätzliche fixe Entgeltbestandteile – abhängig von ihrer konkreten Ausgestaltung – nicht nur zu einer Renditereduktion führen, sondern in bestimmten Konstellationen die Realisierbarkeit von Projekten unter marktüblichen Finanzierungsbedingungen insgesamt infrage stellen.

Ausgangspunkt ist, dass der steigende Anteil fluktuierender Erneuerbarer den Bedarf an Flexibilität weiter erhöht und Speicherkapazitäten eine zentrale Rolle für Versorgungssicherheit und Systemstabilität einnehmen. Bleibt der Speicherausbau hinter diesem Bedarf zurück, kumuliert sich ein Flexibilitätsdefizit, das

sich unter anderem in steigenden Redispatch-Kosten, erhöhter Preisvolatilität und zunehmenden Knappheitssituationen niederschlagen kann.

Vor diesem Hintergrund erscheint es regulatorisch konsistent, die Ausgestaltung der Finanzierungskomponente so zu wählen, dass sie einerseits zur Netzkostenstabilisierung beiträgt, andererseits jedoch marktwirtschaftlich tragfähige Speicherinvestitionen nicht unbeabsichtigt hemmt. Andernfalls steigt mittel- bis langfristig die Wahrscheinlichkeit regulatorischer Eingriffe, etwa in Form von Kapazitätsmechanismen oder spezifischen Förderinstrumenten, zur Sicherung der Systemstabilität. Gelingt es, über sachgerechte Netzentgeltstrukturen und planbare Rahmenbedingungen hinreichende Speicherkapazitäten zu mobilisieren, sinkt zugleich die Notwendigkeit eines späteren, kostenintensiven Subsidy-Regimes zur Sicherung der Systemstabilität.

b) Arbeitspreise: Unterscheidung von AP1 und AP2 nicht sinnvoll

Die derzeitigen Überlegungen zur Ausgestaltung einer leistungsbezogenen Finanzierungskomponente tragen den betrieblichen Realitäten von Großbatteriespeichern nur eingeschränkt Rechnung. Die BNetzA erkennt, dass leistungsbezogene Entgelte die Fixkosten erhöhen und sich deshalb investitionshemmend auswirken.

Das vorgeschlagene Grundmodell einer mehr oder weniger frei wählbaren Kapazitätsbuchung durch den Anschlussnehmer ist jedoch nur begrenzt auf Batteriespeicher übertragbar. Anders als bei Verbrauchern gibt es für Batteriespeicher keinen strukturellen Anreiz, den Netzbezug dauerhaft zu minimieren. Größe und Anschlussleistung eines Batteriespeichers werden bereits in der Projektentwicklungsphase, typischerweise 1-3 Jahre vor Inbetriebnahme, auf Basis des verfügbaren Netzanschlusspunktes festgelegt. Die technische und wirtschaftliche Auslegung erfolgt dabei so, dass die maximal gewährte Einspeise- und Entnahmeleistung regelmäßig voll genutzt werden kann. Ansonsten hätte man den Speicher von Anfang kleiner gebaut, um dessen Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob die im AP1/AP2-Modell angedachte Anreizfunktion der Kapazitätsbuchung zu einer sinnvollen Lenkungswirkung führt. Die FfE hat im Expertenaustausch Speichernetzentgelte am 30.01.26 dargelegt, dass Batteriespeicher in den meisten Fällen entweder die Mindestkapazität oder die volle Kapazität buchen – abhängig vom konkreten Kostenverhältnis von AP1/AP2. Das zeigt, dass die angedachte differenzierte Steuerungswirkung so nicht zielführend ist.

2. Entgelte mit Anreizfunktion: Dynamische Netzentgelte

a) Fehlende Planbarkeit dynamischer Netzentgelte

Die Orientierungspunkte skizzieren dynamische, symmetrisch-vorzeichengerechte Arbeitspreise mit Anreizfunktion als zentralen Hebel für netzdienliches

Verhalten von Speichern – ein Ansatz, den wir grundsätzlich begrüßen. Für die Skalierung fehlen jedoch konkrete Standards zur Vorlaufzeit, Granularität und Kommunikation, die Markt- und Netzsignale kombinieren.

b) Kernanliegen

- Vorlaufzeit-Standards: Im weiteren Ausgestaltungsprozess sollte klargestellt werden, mit welchem zeitlichen Vorlauf dynamische Preissignale bereitgestellt werden (z. B. Day-Ahead, Intraday oder real-time). Für Speicherbetreiber ist ein frühzeitiger Vorlauf wesentlich, um eine optimierte und marktkonforme Teilnahme an Regelenergiemärkten (aFRR, mFRR) zu gewährleisten. Preissignale, die erst nach Abrechnung des Regelleistungsmarkts (T-1, 8 Uhr) oder Day-Ahead-Markts (T-1, 10 Uhr) verfügbar sind, kommen zu spät, da wesentliche Optimierungsentscheidungen bereits getroffen wurden. Damit dynamische Netzentgelte wirksam steuernd wirken können, müssen Preissignale entweder frühzeitig (idealerweise ≥ 24 Stunden) veröffentlicht oder deren Preisschwankungen müssen hinreichend stark ausfallen, um entgangene Marktchancen auszugleichen.

- Fehlende Granularität und Regionalisierung: Die konkrete Ausgestaltung sollte eine hinreichende zeitliche Granularität (z. B. Viertelstunden) vorsehen und prüfen, in welchem Umfang regionale Netzengpässe in die Preisbildung einbezogen werden können (etwa unter Nutzung bestehender Datenpools). Eine differenzierte Ausgestaltung stärkt die standortspezifische Lenkungswirkung und erhöht die Systemeffizienz.

- Keine Kommunikationsstandards: Zur Ermöglichung skalierbarer und automatisierter Prozesse sollte die künftige Regelung standardisierte, maschinenlesbare Kommunikationsformate vorsehen. Dies würde Transaktionskosten reduzieren und die Integration in bestehende Marktprozesse erleichtern.

- Unklare Preisbildung: Sofern eine „redispatch-kostengerechte" Ausgestaltung angestrebt wird, empfiehlt sich eine transparente und nachvollziehbare Methodik der Preisbildung. Klare Parameter oder Leitplanken (z. B. Formeln, Bandbreiten oder Caps) erhöhen Planungssicherheit und tragen damit zum Investitionsvertrauen bei.

- Wechselwirkung mit FCA: Inwieweit die dynamische Netzentgeltkomponente tatsächlich eine Lenkungswirkung hat, hängt für Batteriespeicher, die von FCA-Einschränkungen betroffen sind, davon ab, wieviel operative Flexibilität ihnen verbleibt (s. dazu Abschnitt IV).

c) Auswirkungen auf die Branche

Ohne Standardisierung kann es zu Zielkonflikten zwischen etablierten Marktprozesse (z.B. Day-Ahead Handel, Regelenergie) und kurzfristigen Netzsignalen

kommen. Praxisbeispiele wie unser Immenstadt Speicher (Inbetriebnahme Juli 2025) zeigen: Nur mit standardisierten Day-Ahead-Signalen ist eine hybride Optimierung machbar. Andernfalls droht ein regulatorischer „Deadlock", der Speicherpotenziale bremst und Redispatch-Kosten unnötig hochtreibt.

d) Vorschlag zur Lösung

Um die praktische Umsetzbarkeit dynamischer Netzentgelte belastbar bewerten zu können, regen wir an, die Ausgestaltung zunächst in regulatorisch begleiteten Pilotformaten zu erproben.

Wir starten hierzu ein Co-Innovationsprojekt mit relevanten Akteuren entlang der Speicher-Wertschöpfungskette – darunter Speicherbetreiber, Optimierer, Verteilnetzbetreiber – in dem ein netzzustandsorientiertes Entgeltmodell auf Basis realer Betriebsdaten simuliert, bewertet und iterativ weiterentwickelt wird. Ziel ist es, bis Juni 2026 belastbare quantitative Erkenntnisse zu Wechselwirkungen zwischen Marktprozessen und dynamischen Entgeltsignalen vorzulegen.

Ein solcher empirischer Ansatz kann dazu beitragen, Standardisierungsfragen evidenzbasiert zu klären und den AgNes-Prozess fachlich zu unterstützen.

e) Vollbefreiung bei Netzneutralität

Die Saldierung von Finanzierungsentgelten auf nicht-wiedereingespeiste Mengen ist ein wichtiger Aspekt, der marktdienliche Flexibilität nicht unangemessen belastet. Dennoch fehlt eine klare Vorgabe, wonach nachweislich netzneutrale Fahrweisen (d.h. Saldo Netzkosten ≤ 0 €/MWh) vollständig von Finanzierungsentgelten befreit sind – trotz ausdrücklicher Diskussion eines Mindestbeitrags.

Netzneutrale Speicher, deren Betrieb keine zusätzlichen Redispatch- oder Netzausbaukosten auslöst, sondern im Gegenteil netzseitige Entlastung bewirkt, sollten im Sinne des Verursacherprinzips daher insoweit entgeltfrei agieren dürfen. Andernfalls entsteht ein Investitionshemmnis für genau jene Betriebsweisen, die systemisch erwünscht sind.

Zudem ist die Ermöglichung eines negativen Saldos aus Finanzierungs- und Anreizentgelten für Speicher geboten, um deren systemischen Beitrag angemessen zu honorieren. Die BNetzA erkennt selbst, dass netzorientiertes Verhalten messbare Einsparungen bei Redispatch-Kosten und Netzausbau bewirkt – Effekte, die allen Netznutzern zugutekommen. Wenn dynamische Anreizentgelte vorzeichengerecht ausgestaltet sind, entstehen bei Entlastung positive Erträge, die die geringeren Finanzierungsentgelte (z. B. nur auf Verluste) übersteigen können. Dies entspricht dem Verursacherprinzip: Speicher, die Kosten senken, erhalten einen Gegenwert, statt pauschal zu zahlen – ähnlich wie Regelenergiemärkte, wo Leistungserbringer vergütet werden.

Ein verpflichtender Mindestbeitrag würde hingegen falsche Anreize schaffen: Auch wenn ein Speicher das Netz netto entlastet, müsste er einen festen Netzentgeltbetrag zahlen. Wenn der Betreiber ohnehin zahlen muss – egal wie netzdienlich er sich verhält, dann setzt das einen betriebswirtschaftlichen Anreiz gegen zusätzliche Systemdienlichkeit. Betreiber könnten dann netzdienliche Optimierungen (z. B. Lastspitzenglättung) vermeiden, um Verluste zu minimieren, was das AgNes-Ziel unterläuft. Ein negativer Saldo belohnt hingegen wohlfahrtsfördernde Flexibilität – im Gegensatz zur bisherigen Vollbefreiung ohne Gegenleistung. Netzentlastung in kritischen Stunden ist wirtschaftlich dann denkbar, wenn Erträge die Fixkosten kompensieren.

Eine Obergrenze (z. B. ein Prozentsatz der eingesparten Redispatch-Kosten) könnte Missbrauch verhindern, während automatisierte Abrechnungen Transparenz sichern. Dies integriert Speicher als „Gamechanger" der Energiewende.

III. FEHLENDE DEFINITIONEN FÜR VERHALTENSKATEGORIEN NETZDIENLICH, NETZNEUTRAL, NETZBELASTEND

1. Problemaufriss

Die Orientierungspunkte nutzen die Begriffe „netzdienlich", „netzneutral" und „netzbelastend" als zentrale Grundlage einer verhaltensbasierten Netzentgeltlogik, ohne jedoch eine bundesweit einheitliche und operativ belastbare Definition dieser Kategorien vorzulegen. Ohne messbare, überprüfbare und konsistente Kriterien besteht die Gefahr, dass die geplante Systematik in der Praxis scheitert. Regionale Netzbetreiber könnten weiterhin intransparent und unterschiedlich entscheiden, was zu Rechtsunsicherheit führt und damit Investorenvertrauen untergräbt. Dies widerspricht dem Grundsatz eines regulierten, verlässlichen Netzzugangs und verhindert die Skalierung marktwirtschaftlicher Batteriespeicherprojekte.

2. Anforderungen an eine belastbare Definition

Aus unserer Sicht sollte die Ausgestaltung insbesondere folgende Punkte berücksichtigen:

- Quantitative Schwellenwerte: Es sollten klare und nachvollziehbare quantitative Kriterien definiert werden, anhand derer eine Fahrweise als „netzdienlich" oder „netzneutral" qualifiziert werden kann. Eindeutige Schwellenwerte schaffen Transparenz und Investitionssicherheit.

- Bewertungskennzahlen: Die künftige Regelung sollte präzisieren, nach welchen Kennzahlen und in welchem zeitlichen Aggregationsrahmen die tatsächliche Netzwirkung bewertet wird. Nur so lässt sich sicherstellen, dass Netzneutralität oder Netzdienlichkeit ex ante kalkulierbar und ex post überprüfbar ist.

- Verfahrensstandards: Für eine rechtssichere und einheitliche Anwendung empfiehlt sich eine klare Festlegung der Zuständigkeiten und des Bewertungsverfahrens. Dies betrifft insbesondere die Frage, welche Stelle die Einstufung vornimmt, auf welcher Datengrundlage (z. B. Messdaten, Netzmodelle) diese basiert und welche verfahrensrechtlichen Sicherungen – etwa Beteiligungs- oder Überprüfungsmöglichkeiten für Betreiber – vorgesehen sind.

- Beseitigung Regionale Diskrepanzen: Es sollte auf eine bundesweit konsistente Anwendungspraxis hingewirkt werden. Einheitliche Kriterien und Bewertungsmaßstäbe sind für die praktische Umsetzbarkeit und Akzeptanz des Instruments von zentraler Bedeutung.

Klare Definitionen machen die Systematik investierbar, setzen klare Anreize und gewährleisten Transparenz. Wir bieten Praxisdaten aus laufenden Projekten (z. B. unseren Speicher in Immenstadt, der erste netzneutrale Speicher in Deutschland) auf vertraulicher Basis zur Validierung an.

IV. BERÜCKSICHTIGUNG UND STANDARDISIERUNG VON FCAS

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik besteht dringender Regelungsbedarf hinsichtlich der netzentgeltlichen Behandlung der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, sogenannter *Flexible Connection Agreements* (FCA). Wir schlagen vor, dass sich der Abschluss eines FCA mit dem Netzbetreiber begünstigend auf die künftige Netzentgeltbelastung auswirkt. Der Abschluss eines FCA ist regelmäßig damit verbunden, dass der Anschlussnehmer auf eine uneingeschränkte Netznutzung verzichtet und stattdessen netzorientierte Flexibilität bereitstellt. Dies führt zu einer geringeren strukturellen Netzbelastung und reduziert insbesondere den Bedarf an netzseitiger Vorhaltung von Kapazitäten. FCA tragen damit unmittelbar zur effizienteren Netzauslastung. Die Auswirkungen solcher Betriebseinschränkungen auf den Netz- und Speicherbetrieb wurden zuletzt auch in einer gemeinsam mit BET und dem IAEW der RWTH Aachen erarbeiteten Kurzstudie untersucht.

Besonders relevant ist dabei die Wechselwirkung zwischen:

- Leistungsbezogenen Finanzierungsentgelten,
- Baukostenzuschüsse und
- Vertraglich vereinbarten Anschlussbeschränkungen.

Die kumulative Wirkung kann dadurch die Wirtschaftlichkeit kapitalintensiver Speicherprojekte erheblich beeinträchtigen und die Renditeerwartungen unter marktübliche Schwellen senken und damit Investitionsentscheidungen maßgeblich beeinflussen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es systematisch folgerichtig, dass sich der Abschluss eines FCA netzentgeltlich begünstigend auswirkt. Derjenige Anschlussnehmer, der keinen vollwertigen, jederzeit abrufbaren Netzanschluss in Anspruch nimmt (oder nehmen kann), sondern Flexibilität bereitstellt und Einschränkungen akzeptiert, sollte im Netzentgeltsystem entsprechend berücksichtigt werden. Das könnte z.B. über einen Verzicht (bzw. einen Rabatt) auf die Finanzierungskomponente für Großbatteriespeicher erfolgen, wenn der Batteriespeicher durch einen FCA zusätzlich eingeschränkt wird.

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

Die Ausgestaltung eines FCA-bedingten Rabatts ist jedoch anspruchsvoll, da FCAs vielfältige Parameter umfassen (Rampenbeschränkungen, Regelleistungsbegrenzungen, Vorlaufzeiten, Umfang und Dauer zulässiger Einspeise- und Bezugsleistungen, Limitierungen von Fahrplanabweichungen, Engpassfenster, Prognosegenauigkeit) und regelmäßig aus dem Zusammenspiel dieser Parameter und nicht isoliert ausgestaltet sind. Zudem unterscheiden sich die Auslegungen je nach Netzbetreiber teils stark. Hier drohen Komplexität und regionale Unterschiede, die Planbarkeit erschweren. Eine individuelle Aushandlung netzentgeltlicher Begünstigungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer wird in der Praxis kaum umsetzbar sein. Schon weil Netzbetreiber strengen Gleichbehandlungsanforderungen unterliegen, birgt eine einzelfallbezogene Verhandlung von Entgeltreduktionen rechtliche Unsicherheiten und ist damit faktisch nicht praktikabel.

Vor diesem Hintergrund regen wir die Einführung bundesweit standardisierter FCA-Modelle an. Um Rechtsunsicherheit, regionale Unterschiede und Gleichbehandlungsrisiken zu vermeiden, sollte die Berücksichtigung von FCAs regulatorisch einheitlich und ex ante definiert erfolgen. Hierfür bietet sich aus unserer Sicht zwei praktikable Ansätze an:

A. Standardisierte Vertragstypen mit fest definierter Entgeltwirkung
   Denkbar wäre die Einführung eines oder mehrerer bundesweit einheitlicher Standard-FCA-Modelle mit klar definierten Parametern (z.B. maximale Abrufhäufigkeit, Dauer, Umfang zulässiger Leistungsreduzierungen) und jeweils fest zugeordneten netzentgeltlichen Wirkungen. Für jeden standardisierten Vertragstyp könnten vorab bestimmte Rabattstufen auf das Finanzierungsentgelt festgelegt werden. Dies würde sowohl für Netzbetreiber als auch für Anschlussnehmer eine hohe Rechtssicherheit, Gleichbehandlung und schnelle Umsetzbarkeit gewährleisten. Standardisierte Modelle ermöglichen

eine typisierende Betrachtung der Netzentlastungswirkung und reduzieren zugleich Transaktionsaufwand sowie Abstimmungsbedarf im Einzelfall. Zudem würde dies eine schnelle Skalierung netzorientierter Speicherprojekte ermöglichen.

B. Baukastenprinzip mit parametergestützter Rabattlogik
Alternativ könnte ein modularer Ansatz („Baukastenprinzip") verfolgt werden, bei dem einzelne Einschränkungsparameter jeweils mit definierten prozentualen entgeltlichen Effekten verknüpft werden. Die entgeltmindernde Wirkung würde sich aus der Kombination der gewählten Module ergeben. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die netzentlastende Wirkung regelmäßig nicht isoliert von einzelnen Parametern ausgeht, sondern maßgeblich durch deren Zusammenspiel bestimmt wird. Eine rein additive Verknüpfung einzelner Prozentpunkte würde der tatsächlichen Systemwirkung daher nicht in jedem Fall gerecht. Eine sachgerechte und zugleich praktikable Abbildung in vorab festgelegten Rabattsystemen erfordert deshalb eine sorgfältige regulatorische Typisierung typischer Parameterkombinationen oder – alternativ – die Festlegung von Kappungs- bzw. Staffelungsmechanismen. Auf diese Weise kann gewährleistet werden, dass die entgeltliche Privilegierung die strukturelle Netzentlastung realitätsnah widerspiegelt, ohne die Systematik durch übermäßige Komplexität zu überfrachten.

Für beide Varianten gilt: Die entgeltlichen Wirkungen sollten bundesweit einheitlich, transparent und ex ante festgelegt werden, um Investitionsentscheidungen auf belastbarer Grundlage zu ermöglichen und zugleich das Gleichbehandlungsgebot zu wahren. Ein solcher Ansatz würde netzorientierte Speicherprojekte inzentiveren und die Netzentgeltsystematik konsequent an typisierter Netzbelastung und Kapazitätsinanspruchnahme ausrichten.

Gern bringen wir unsere praktischen Erfahrungen aus der Strukturierung und wirtschaftlichen Bewertung von Speicherprojekten in die Ausarbeitung solcher Standardmodelle ein, insbesondere im Hinblick auf die Quantifizierung der Auswirkungen verschiedener FCA-Parameter auf den Business Case und auf die Ableitung sachgerechter Rabattstufen.

V. EINBEZIEHUNG VON BESTANDSANLAGEN

Eine unterschiedslose Einbeziehung von Bestandsanlagen in eine neue allgemeine Netzentgeltsystematik würde neben investitionsökonomischen auch erhebliche rechtliche Fragen aufwerfen.

1. Regulatorische Ausgangslage

a) Orientierungspapier der Bundesnetzagentur vom 16. Januar 2026

Im Orientierungspapier vom 16. Januar 2026 zur künftigen Ausgestaltung der Speichernetzentgelte stellt die Bundesnetzagentur in einem formellen Rahmen auch ausdrücklich in Aussicht, die bislang geltende vollständige Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher auch mit Blick auf Bestandsanlagen zu überdenken. Damit beziehen sich die Ankündigungen der Bundesnetzagentur nicht ausschließlich auf künftig errichtete Anlagen. Vielmehr könnten auch Anlagen, die im Vertrauen auf die geltende gesetzliche Befreiung errichtet und finanziert wurden, von einer Neuregelung betroffen sein.

Zur Begründung verweist die Bundesnetzagentur unter anderem auf die Steuerungsfunktion von Netzentgelten, die Sicherstellung der Netzfinanzierung sowie auf unionsrechtliche Vorgaben. Zugleich äußert sie Zweifel daran, ob sich Marktteilnehmer weiterhin auf den Fortbestand der gesetzlichen Netzentgeltbefreiung berufen können.

b) Geltende Rechtslage: Gesetzliche Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher

Nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG sind Stromspeicheranlagen unter gewissen Voraussetzungen von der Zahlung von Netzentgelten für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme befreit, sofern sie spätestens bis 4. August 2029 in Betrieb genommen werden.

Diese Ausgestaltung vermittelte aus Sicht der Marktteilnehmer einen langfristig stabilen und verlässlichen Investitionsrahmen. Die Netzentgeltbefreiung war von Beginn an als investitionslenkende Maßnahme konzipiert und zielte darauf ab, Speicherprojekte in einem frühen Marktstadium wirtschaftlich zu ermöglichen. Sie stellte für Projektierer, Betreiber und Investoren einen wesentlichen wirtschaftlichen Faktor dar und bildete regelmäßig einen zentralen Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsberechnungen, der Finanzierungsmodelle sowie der Investitionsentscheidungen. Gerade bei kapitalintensiven Infrastrukturprojekten mit langen Amortisationszeiträumen ist die Stabilität regulatorischer Rahmenbedingungen ein zentraler Faktor für Finanzierungsentscheidungen. Allgemein wurde die Befreiung ausdrücklich als langfristig verlässlicher Bestandteil des regulatorischen Rahmens verstanden, auf dessen Fortbestand vertraut wurde und dessen Stabilität für Investitionsentscheidungen prägend war.

c) EuGH-Urteil zur Unabhängigkeit der BNetzA

Die Bundesnetzagentur knüpft ihre Zweifel am Fortbestand schutzwürdigen Vertrauens bereits an das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September 2021 (C-718/18). Die Entscheidung betont die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, enthält keine ausdrücklichen Aussagen zur Rückwirkung regulatorischer Maßnahmen oder zur Behandlung bestehender

Vertrauenstatbestände. Insofern lässt sich daraus nicht ableiten, dass Marktteilnehmer bereits ab diesem Zeitpunkt mit einer grundlegenden Änderung der Netzentgeltsystematik rechnen mussten.

d) Neuordnung der Zuständigkeiten und Einführung der Abweichungskompetenz

Darüber hinaus verweist die Bundesnetzagentur auf die Einführung der Abweichungskompetenz. Mit Wirkung zum Ende des Jahres 2023 hatte der Gesetzgeber die Zuständigkeiten für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik neu geordnet und der Bundesnetzagentur die Befugnis eingeräumt, durch Festlegung von der gesetzlichen Netzentgeltbefreiung abzuweichen, einschließlich Abweichungen hinsichtlich ihres zeitlichen Anwendungsbereichs (§ 118 Abs. 6 S. 12 EnWG).

Diese regulatorische Abweichungskompetenz trifft jedoch keine inhaltlichen Vorgaben dazu, ob und in welchem Umfang von der bestehenden gesetzlichen Netzentgeltbefreiung tatsächlich Gebrauch gemacht werden soll. Sie regelt primär die Frage der Zuständigkeit und verlagert die Entscheidungskompetenz vom Gesetzgeber auf die Bundesnetzagentur, ohne zugleich den materiellrechtlichen Rahmen oder konkrete Zielvorgaben für eine künftige Ausgestaltung festzulegen.

Die Abweichungskompetenz ist daher als formelle Ermächtigungsgrundlage zu verstehen, nicht jedoch als eigenständige Rechtfertigung für Eingriffe in bestehende Rechtspositionen oder geschützte Vertrauenstatbestände.

e) Rechtlicher Rahmen der Regelungskompetenz der Bundesnetzagentur

Die rechtliche Bewertung möglicher Änderungen der Netzentgeltsystematik für Stromspeicher setzt eine klare Trennung zwischen der Regelungskompetenz der Bundesnetzagentur einerseits und den materiell-rechtlichen Schranken dieser Kompetenz andererseits voraus. Maßgeblich ist dabei insbesondere, inwieweit künftige Festlegungen den verfassungsrechtlichen Grundsatz des Vertrauensschutzes sowie die unionsrechtlichen Vorgaben beachten müssen.

Auch bei Ausübung ihrer Abweichungskompetenz ist die Bundesnetzagentur an die Schranken höherrangigen Rechts gebunden. Hierzu zählen insbesondere die verfassungsrechtlichen Grundsätze des Rechtsstaatsprinzips, namentlich der Grundsatz der Rechtssicherheit und der Schutz berechtigten Vertrauens, abgeleitet aus Art. 2 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 20 Abs. 3 GG.

i. Rückwirkungsverbot

Nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts dürfen Unternehmen grundsätzlich auf den Fortbestand der geltenden Rechtslage vertrauen, wenn der Gesetzgeber durch eine klare und investitionslenkende

Regelung langfristige Investitionsentscheidungen ausgelöst hat. Eingriffe in dieses Vertrauen sind nur unter engen Voraussetzungen zulässig und unterliegen einer verfassungsrechtlichen Kontrolle.

Bei bereits in Betrieb genommenen Stromspeicheranlagen sind die tatbestandlichen Voraussetzungen der gesetzlichen Netzentgeltbefreiung erfüllt. Es spricht viel dafür, dass jedenfalls bei vollständigem Entzug oder erheblicher Verkürzung der Befreiungsdauer von einer verfassungsrechtlich besonders eingriffsintensiven Rückwirkung auszugehen wäre.

Aber auch Investitionen, bei denen zwar die Inbetriebnahme noch nicht erfolgt ist, jedoch bereits eine verbindliche Final Investment Decision (FID) getroffen und damit erhebliche, irreversible Dispositionen vorgenommen wurden, genießen je nach Einzelfall grundsätzlich verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz. Das Bundesverfassungsgericht stellt in ständiger Rechtsprechung darauf ab, ob der Betroffene im Vertrauen auf die bestehende Rechtslage disponiert hat und ob dieses Vertrauen schutzwürdig ist.

ii. Unionsrecht

Diese verfassungsrechtlichen Maßstäbe werden durch unionsrechtliche Vorgaben nicht suspendiert, sondern im Gegenteil durch weitere materiellrechtliche Schranken ergänzt.

Soweit die BNetzA Bedenken hat, mit einer Netzentgeltbefreiung gegen das Diskriminierungsverbot zu verstoßen, ist dem entgegenzuhalten, dass Speicher keine klassischen Letztverbraucher sind. Art. 2 Nr. 59 RL 2019/944 definiert Energiespeicherung als eigenständige Tätigkeit. Speicher sind systemisch Netzkomponenten mit Doppelfunktion, keine Endabnehmer im herkömmlichen Sinn. Der Netzbezug dient nicht dem Endverbrauch, sondern der späteren Wiedereinspeisung. Eine Netzentgeltbelastung beim Bezug führt zu doppelter Netzentgeltbelastung im System. Eine endgültige Netznutzung fehlt bei rein zwischengespeichertem Strom (mit Ausnahme von Speicherverlusten). Der Speicher „verbraucht" nicht, sondern transformiert zeitlich.

Auch das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit wird gewahrt, da Speicher im Gegenteil durch ihre netzdienliche Tätigkeit potenziell Netzkosten senken.

Europarechtliche Vorgaben können den Vertrauensschutz nicht unbeachtet lassen. Der Vertrauensschutz ist kein rein nationales Konzept. Er ist auch als ein allgemeiner Grundsatz des Unionsrechts anerkannt. Zwar gilt der Anwendungsvorrang des EU-Rechts, doch der EuGH anerkennt, dass der Schutz von

Investorenvertrauen und Rechtssicherheit bei der unionsrechtskonformen Ausgestaltung berücksichtigt werden muss.

Unionsrechtliche Bedenken sollten nicht als Argument herangezogen werden, um verfassungsrechtlich gebotenen Vertrauensschutz zu relativieren. Vielmehr verstärkt sie die Anforderungen an eine differenzierte und verhältnismäßige Ausgestaltung künftiger Regelungen, etwa durch Grandfathering- oder Übergangsmechanismen. Das EU-Recht lässt im Bereich Netzentgelte einen weiten Gestaltungsspielraum, solange Grundprinzipien (Kostenorientierung, Nichtdiskriminierung, Vermeidung von Doppelbelastung) gewahrt sind. Grandfathering-Regelungen können unionsrechtlich grundsätzlich zulässig sein, solange sie nicht ihrerseits diskriminierend oder beihilferechtlich problematisch sind.

Der Anwendungsvorrang des Unionsrechts gegenüber dem nationalen Recht gilt auch nur insoweit, als unionsrechtliche Vorgaben tatsächlich bestehen. Wo das Unionsrecht aber keine materiellen Vorgaben enthält, bleibt Raum für die Anwendung nationaler verfassungsrechtlicher Maßstäbe, insbesondere des Vertrauensschutzes.

2. Szenarioanalyse: Auswirkungen auf Bestands- und Neuinvestitionen

Es ist also systematisch einzuordnen, in welchem Umfang und unter welchen Voraussetzungen eine künftige Änderung der Netzentgeltsystematik auf bereits bestehende oder in Umsetzung befindliche Speicherprojekte Anwendung finden kann. Dabei soll hier keine bestimmte regulatorische Lösung vorweggenommen werden, sondern die rechtlichen und tatsächlichen Unterschiede zwischen verschiedenen Projektkonstellationen, die bei der Ausgestaltung einer neuen Festlegung zu berücksichtigen sind, sollen sichtbar gemacht werden.

a) Relevante Stichtage als Regelungsoptionen

Für die Abgrenzung der verschiedenen Szenarien muss ein sinnvoller zeitlicher Bezugspunkt einer neuen Regelung gefunden werden. Relevant ist insoweit der Zeitpunkt der möglichen Erschütterung des Vertrauens.

i. Option 1: 16. Januar 2026 – Veröffentlichung des Orientierungspapiers

Die Bundesnetzagentur hat im Orientierungspapier zwar ausdrücklich in Aussicht gestellt, von der bisherigen Vollbefreiung abzuweichen. Allerdings handelt es sich um ein nicht bindendes Papier, das weder konkrete Regelungsinhalte noch einen feststehenden Umsetzungszeitpunkt enthält. Ob bereits hierdurch schutzwürdiges Vertrauen vollständig entfallen kann, erscheint daher zweifelhaft und ist daher mit einem erhöhten Klagerisiko verbunden.

ii. Option 2: Veröffentlichung eines ersten Festlegungsentwurfs (voraussichtlich Mai 2026)
Ein erster Entwurf einer Festlegung würde erstmals konkrete normative Konturen erkennen lassen. Ab diesem Zeitpunkt könnten Marktteilnehmer realistischerweise mit einer Änderung der Rechtslage rechnen und ihre Entscheidungen anpassen. Diese Option bietet eine deutlich belastbarere Grundlage für die Annahme einer Vertrauenserschütterung als ein bloßes Orientierungspapier, ohne die Einführung der neuen Systematik unnötig zu verzögern.

iii. Option 3: Verabschiedung der Festlegung (voraussichtlich Q4 2026)
Die Anknüpfung an den Zeitpunkt der endgültigen Festlegung entspricht dem klassischen Verständnis von Rechtssicherheit. Erst mit Erlass einer verbindlichen Regelung steht fest, wie die neue Netzentgeltsystematik tatsächlich ausgestaltet ist. Dieser Ansatz reduziert das Risiko von Vertrauensschutzkonflikten erheblich, da Investitionsentscheidungen bis dahin weiterhin auf der geltenden Rechtslage beruhen dürfen.

iv. Option 4: Zukünftiger Wirksamkeitsstichtag (z. B. 1. Januar 2029 oder 4. August 2029)
Schließlich kommt in Betracht, die neue Regelung erst zu einem weiter in der Zukunft liegenden Zeitpunkt wirksam werden zu lassen. Argumentativ lässt sich dies etwa mit dem Auslaufen der StromNEV Ende 2028 oder mit dem gesetzlich vorgesehenen Ende der Befreiungsregelung am 4. August 2029 begründen.

Ein solcher Ansatz maximiert die Investitionssicherheit und minimiert verfassungsrechtliche Risiken, auch wenn er zugleich die steuernde Wirkung der neuen Netzentgeltsystematik verzögern mag. Sachlich lässt sich ein solcher Stichtag auch mit den sonst drohenden „Fadenriss“ in den Speicherinvestitionen begründen.

Szenario	Status	Vertrauensschutz
A: Bestandsanlagen	COD vor Stichtag	Sehr hoch (Bestandsschutz)
B: FID-Projekte	FID vor, COD nach Stichtag	Hoch (Übergänge nötig)
C: Neu-Projekte	Kein FID vor Stichtag	Niedrig

Option 1 sollte bereits aus rechtlichen Erwägungen verworfen werden. Option 2 stellt eine Minimalposition dar, die aber mit rechtlichen Risiken behaftet ist. Option 3 wäre unter diesem Gesichtspunkt gegenüber Option 2 zu bevorzugen. Am sinnvollsten wäre in der Gesamtschau aber Option 4.

b) Hauptszenarien nach Projektstatus (FID / COD)

Drei grundlegende Projektkonstellationen unterscheiden sich im Hinblick auf den Grad der Vertrauensverfestigung und damit auch hinsichtlich der rechtlichen Eingriffstiefe deutlich.

i. Szenario A: Bestandsanlagen (COD vor dem maßgeblichen Stichtag)

Bei Speicheranlagen, die bereits vor einem etwaigen Stichtag in Betrieb genommen wurden und damit bereits das Commercial Operation Date (COD) erreicht haben, liegt auf Tatbestandsseite ein abgeschlossener Sachverhalt vor. Denn die tatbestandlichen Voraussetzungen der gesetzlichen Netzentgeltbefreiung wurden erfüllt; der Befreiungszeitraum ist angelaufen. Eine nachträgliche Belastung solcher Anlagen mit Netzentgelten würde in diese abgeschlossene Rechtsposition eingreifen.

ii. Szenario B: Projekte mit Final Investment Decision vor dem Stichtag, COD nach dem Stichtag

Bei Projekten, für die Investoren vor einem Stichtag eine verbindliche Final Investment Decision (FID) samt entsprechender Vermögensdispositionen getroffen haben oder sonst entsprechende finanzielle Verpflichtungen eingegangen sind, aber die erst danach in Betrieb gehen, liegt zwar tatbestandlich noch kein abgeschlossener, wohl aber ein vertrauensbegründet vorgeprägter Sachverhalt vor.

In diesen Fällen wurden regelmäßig irreversible wirtschaftliche Dispositionen getroffen: Eigen- und Fremdkapital wurden gebunden, Liefer- und Bauverträge abgeschlossen, der BKZ angezahlt und Finanzierungsmodelle auf der Grundlage der geltenden Netzentgeltbefreiung strukturiert. Eine spätere regulatorische Änderung wirkt daher zwar formal für die Zukunft, greift aber faktisch in schutzwürdige Erwartungen ein.

Eingriffe in diese Rechtsposition unterliegen einer strengen Verhältnismäßigkeitsprüfung. Je weiter die Projektumsetzung fortgeschritten ist und je stärker die Investitionsentscheidung auf der bestehenden Rechtslage beruhte, desto höher sind die Anforderungen an eine Rechtfertigung und an flankierende Übergangsregelungen.

iii. Szenario C: Projekte ohne Final Investment Decision vor dem Stichtag

Für Projekte, bei denen vor dem maßgeblichen Stichtag noch keine erheblichen finanziellen Verpflichtungen eingegangen oder ähnliche relevante Vermögensdispositionen getätigt wurden, die typischerweise mit der Final Investment Decision einher gehen, besteht regelmäßig kein schutzwürdiges Vertrauen in den Fortbestand der bisherigen Netzentgeltbefreiung.

In diesen Konstellationen ist der regulatorische Gestaltungsspielraum am größten. Marktteilnehmer können ihre Investitionsentscheidungen an den neuen Rahmenbedingungen ausrichten; verfassungsrechtliche Bedenken treten in den Hintergrund, wobei die allgemeinen Schranken (Verhältnismäßigkeit, Diskriminierungsverbot, etc.) zu beachten sind.

3. Regelungsoptionen und Gestaltungsvarianten

a) Grundsätzliche Zielkonflikte und regulatorische Leitplanken

Bei der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik für Batteriespeicher steht die Bundesnetzagentur vor einem klassischen Zielkonflikt: Einerseits besteht ein legitimes Interesse daran, die Netzentgelte systemgerecht, verursachungsnäher und zukunftsfähig auszugestalten. Andererseits erfordern sowohl verfassungsrechtliche Vorgaben eine Differenzierung nach dem Investitions- und Realisierungsstand von Stromspeicherprojekten und dass bestehende Investitionsentscheidungen und berechtigte Erwartungen der Marktteilnehmer angemessen berücksichtigt werden.

Daher sollte eine neue Regelung folgenden Leitlinien folgen:

- Differenzierung statt Pauschalität,
- klare zeitliche Abgrenzung,
- vorhersehbare Übergangsmechanismen.

Eine Regelung, die diese Leitlinien beachtet, reduziert nicht nur das Risiko erfolgreicher Rechtsmittel, sondern stärkt zugleich die Akzeptanz der neuen Systematik im Markt.

b) Zeitliche Anknüpfung und Übergangsregelungen

Die zeitliche Anknüpfung der neuen Netzentgeltsystematik sollte nicht ausschließlich an einen frühen Zeitpunkt der bloßen Vertrauenserschütterung, sondern an einen klar bestimmbaren normativen Akt knüpfen. Insbesondere erscheinen folgende Elemente sinnvoll:

- Keine Belastung von Bestandsanlagen, bei denen der Befreiungstatbestand bereits erfüllt ist;

- Übergangsregelungen für Projekte mit FID vor einem festgelegten Stichtag, etwa durch:
  - zeitlich befristete Fortgeltung der bisherigen Befreiung,
  - abgestufte Einführung reduzierter Finanzierungsnetzentgelte, oder
  - projektbezogene Bestandsschutzklauseln;
- Anwendung der neuen Systematik auf Projekte mit FID (ggf. lange) nach dem maßgeblichen Stichtag.

Ein solches Modell wahrt den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und ermöglicht zugleich eine schrittweise Transformation der Netzentgeltsystematik.

VI. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ERWÄGUNGEN

Eine Reform der Netzentgeltsystematik birgt einerseits Chancen, wenn die Netzentgelte eine zielgerichtete Anreizwirkung entfalten, wonach derjenige finanziell belastet wird, der das Netz belastet, und derjenige finanziell entlastet wird, der das Netz entlastet. Die Reform birgt bei unzureichender Ausgestaltung jedoch auch Risiken für Investitionssicherheit und Finanzierungsfähigkeit, die die Kapitalbereitstellung für marktbasierte Speicherinvestitionen beeinträchtigen könnten.

1. Bedeutung von Stromspeichern für Energiewende und Netzstabilität

Stromspeicher, insbesondere Batteriespeicher, sind essenziell für die Integration volatiler Erneuerbarer Energien. Sie ermöglichen Lastspitzenabflachung, Frequenzstabilisierung und Redispatch-Optimierung, wodurch Engpässe in Übertragungs- und Verteilnetzen gemindert werden. Ohne Speicher könnte die hohe Einspeisung von Wind- und Solarenergie zu Instabilitäten führen.

2. Finanzierungsfähigkeit und Kapitalkosten

Speicherprojekten werden typischerweise im Rahmen strukturierter Projektfinanzierungen mit hohen Eigenkapitalanteilen realisiert. Die Finanzierungsfähigkeit hängt maßgeblich von der Planbarkeit regulatorischer Rahmenbedingungen ab, da Erlösstrukturen ohnehin volatil und marktgetrieben sind. Vor diesem Hintergrund war die gesetzliche Netzentgeltbefreiung bislang ein zentraler wirtschaftlicher Parameter vieler Projekte. Mit der nachträglichen Aufhebung der Netzentgeltbefreiung würde sich aus Sicht der Kapitalgeber ein regulatorisches Risiko materialisieren. Wegen der damit verbunden Signalwirkung für die Zukunft schlägt sich dies typischerweise in höheren Risikoprämien, geringeren Verschuldungsquoten oder restriktiveren Finanzierungsbedingungen nieder. Zudem wirkt sich eine grundlegende Systemumstellung nicht nur auf die Kostenstruktur

einzelner Anlage aus, sondern beeinflusst unmittelbar die Finanzierungsfähigkeit und Kapitalkosten künftiger Projekte.

3. Wettbewerbsverzerrung

Speicher nehmen im Stromsystem eine hybride Rolle ein. Sie beziehen Strom aus dem Netz – nicht zum endgültigen Verbrauch, sondern um ihn zeitversetzt wieder einzuspeisen und damit Flexibilität bereitzustellen. Eine Netzentgeltsystematik, die den Ladevorgang wie klassische Letztverbraucher behandelt, würde diese Besonderheit nur eingeschränkt abbilden und zu einer strukturellen Mehrfachbelastung führen, die andere Flexibilitätsinstrumente in vergleichbarer Weise nicht trifft.

- Ein Gaskraftwerk zahlt kein Netzentgelt für seinen Brennstoffeinsatz.
- Demand Response zahlt keine zusätzlichen Netzentgelte für „Verschiebung".
- Grenzüberschreitende Arbitrage kann netzentgeltlich anders strukturiert sein.

Der Speicher hingegen würde hingegen Netzentgelte auf den Energieinput tragen, obwohl dieser Input nur ein Zwischenschritt zur Systemdienstleistung ist. Diese Ungleichbehandlung wäre sachlich nicht gerechtfertigt.

Ziel sollte eine Systematik sein, die die spezifische Marktrolle von Speichern angemessen berücksichtigt und strukturelle Doppelbelastungen vermeidet.

4. Auswirkungen auf Investitionssicherheit

Die geltende Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG schafft verlässliche Rahmenbedingungen, die Investoren auf 20-jährige Planungssicherheit vertrauen lassen. Eine rückwirkende oder abrupte Abschaffung würde das Vertrauen untergraben, da Projekte auf langfristigen Cashflow-Modellen basieren; Bestandsanlagen sind regelmäßig auf langfristige Refinanzierungs- und Betriebsmodelle angewiesen, bei denen die Netzentgeltbefreiung integraler Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsberechnung war.

Vergleichbare regulatorische Kehrtwenden in verschiedenen Ländern zeigen, dass abrupte rückwirkende Anpassungen zu erheblichen Investitionsrückgängen nicht nur auf einzelne Projekte, sondern auf die sektorale Kapitalallokation insgesamt führten.

- Spanien (Solar-Subventionen)[1]: Rückwirkende Kürzungen ab 2010 für laufende Anlagen führten zu einem "freien Fall" des Sektors; Solaranteil sank bis

[1] Axel Kölschbach, *Ein resilienter Boom: Spaniens Energiewende*, 20. Juli 2023, abrufbar unter: https://dezernatzukunft.org/ein-resilienter-boom-spaniens-energiewende/

2018 unter 5%, Investoren zogen ab, Vertrauen bleibt bis heute beeinträchtigt.

- UK (Onshore-Wind und Solar)[2]: Subsidystopp 2017 für Onshore-Wind und massive Kürzungen für Solar (für künftige Projekte) verursachten 2017 einen 56%-igen Investitionsrückgang; der Sektor erholte sich nur langsam auf Merchant-Basis.

- Italien (PV-Feed-in-Tarife)[3]: Rückwirkende Änderungen 2014 für Anlagen >200 kW (Kürzungen um 6-25%) schädigten Investorenvertrauen und drohten der PV-Branche.

- Deutschland (Offshore-Wind, WindSeeG 2016): Novelle beendete laufende Zulassungsverfahren rückwirkend und führte zu Vertrauensschutzklagen (BVerfG 1 BvR 1679/17);[4] laufende Planfeststellungsverfahren wurden eingestellt; Entwickler verloren Millionen an Vorleistungen, was einen erheblichen Teil der geplanten Kapazitäten bis 2020 gefährdete und Investoren zum Abwarten zwang. Norddeutsche Länder und Industrie (Wismarer Appell 2016) warnten vor Jobverlusten; Investitionen sanken temporär, bis Novellen (2020) Kostenerstattung für Vorleistungen einführten.

Diese Fälle unterstreichen, dass abrupte Änderungen ohne Übergangsregelungen langfristig die Energiewende gefährden.

5. Wirtschaftspolitische Abwägung

Energiewirtschaftlich ist das Ziel verursachungsgerechter Netzentgelte grundsätzlich nachvollziehbar. Netzentgelte sollen Anreize setzen, Netzbelastungen zu vermeiden und eine solide Finanzierung der Netzinfrastruktur gewährleisten. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass Speicherinvestitionen derzeit weitgehend marktbasiert erfolgen und ohne dauerhafte Fördermechanismen auskommen. Das Ziel, parallele System („altes System unter § 118 Abs. 6 EnWG" vs. „neue AgNes") zu vermeiden, ist im Grunde nachvollziehbar, führt zu erheblichen Abwägungsfragen im Hinblick auf bestehende Investitionen. Eine differenzierte Ausgestaltung – z. B. Grandfathering für Bestandsanlagen – balanciert Netzstabilität und Investitionsanreize, minimiert Kapitalflucht und stärkt Deutschlands

[2] Rob Merrick, *Wind and solar power investment crashed after Government cut funding, show new figures*, 16. Januar 2018, abrufbar unter: https://www.independent.co.uk/news/uk/politics/wind-power-solar-investment-drop-uk-government-funding-environment-figures-budget-a8162261.html

[3] Thomas Gerke, *Italy imposes retroactive changes to feed-in tariff for solar PV*, 15. August 2014, abrufbar unter: https://reneweconomy.com.au/italy-imposes-retroactive-changes-feed-tariff-pv-38857/

[4] BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 30. Juni 2020 - 1 BvR 1679/17, 1 BvR 2190/17, abrufbar unter: http://www.bverfg.de/e/rs20200630_1bvr167917.html

Rolle als Speicherstandort. Ziel sollte daher eine Systematik sein, die verursachungsgerechte Preissignale mit Investitionsstabilität verbindet und so die Transformation des Energiesystems effizient unterstützt.

VII. EMPFEHLUNGEN

1. Zur Berücksichtigung von FCAs

Die Wechselwirkung von FCAs und dynamischen Netzentgelten sollte dergestalt berücksichtigt werden, dass sich der Abschluss von FCAs netzentgeltmindernd durch eine Reduktion der Finanzierungskomponente auswirkt. Dazu sollten FCAs standardisiert werden (s. IV oben). In Betracht kommen hierzu ein oder mehrere Standvertragsmuster oder ein Baukastensystem. Hierzu bringen wir uns gerne mit unseren Praxiserfahrungen rund um FCAs ein.

2. Zur Behandlung netzneutraler Speicher

Netzneutrale Speicher sollten entgeltfrei agieren dürfen. Die Finanzierungsentgelte sollten hier keine Anwendung finden (s. II.2.e) oben).

3. Zu den dynamischen Netzentgelten

Die Ausgestaltung der dynamischen Netzentgeltkomponente sollte in regulatorisch begleiteten Pilotformaten erprobt werden (s. II.2.d) oben). Wir bringen uns dazu gerne ein.

4. Zum Bestandsschutz

Bestandsanlagen genießen hohen verfassungsrechtlichen Schutz. Eingriffe in FID-Projekte bedürfen strenger Verhältnismäßigkeit. Nur Neuprojekte ohne Disposition sind ohne Erfüllung der strengen Anforderungen regelbar. Regulatorische Signale wie das Orientierungspapier vom 16. Januar 2026 erschüttern Vertrauen nicht automatisch. Daher empfehlen wir für die Anwendung der neuen Netzentgeltsystematik einen Stichtag nach der Verabschiedung der Festlegung zu wählen und nach Projektstatus zu differenzieren (vgl. V.3 oben):

- Für Anlagen, die vor dem Stichtag in Betrieb gehen: Keine Belastung mit der Finanzierungskomponente; Opt-In für die Anreizkomponente für den ursprünglichen Befreiungszeitraum;
- Projekte, deren FID samt relevanter Vermögensdispositionen vor dem Stichtag liegt: Abgestufte Übergänge/Grandfathering-Modelle (z. B. x% Befreiung für eine gewisse Anzahl an Jahren); projektbezogene Bestandsschutzklauseln für irreversible Investitionen;
- Sonstige Anlagen: Unterschiedslose Anwendung neuer Regeln.