Stellungnahme
Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Einführung

Die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität erfordert eine umfassende Elektrifizierung von Industrie, Gewerbe, Verkehr und Gebäuden. Strom wird dabei zum zentralen Energieträger eines zunehmend erneuerbaren und volatilen Energiesystems. Damit steigen zugleich die Anforderungen an Flexibilität, Systemstabilität und Kosteneffizienz.

Elektrische Energiespeicher sind ein unverzichtbarer Baustein dieses Systems. Sie ermöglichen die Integration erneuerbarer Energien, dämpfen Preisspitzen, reduzieren Redispatch- und Netzausbaukosten und leisten Beiträge zur Versorgungssicherheit. Speicher verschieben Energie zeitlich, reagieren auf Preissignale und können sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite systemstabilisierend wirken. Voraussetzung dafür ist ein regulatorischer Rahmen, der Investitionen ermöglicht und Flexibilität nicht strukturell benachteiligt.

Es ist zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen des AgNes-Verfahrens frühzeitig Vorschläge zur künftigen Einbindung von Stromspeichern in die Netzentgeltsystematik vorlegt. Ziel muss es sein, Speicher angemessen an der Netzfinanzierung zu beteiligen, ohne ihren Hochlauf zu gefährden, und zugleich Anreize für system- und netzdienliches Verhalten zu setzen.

Kernpunkte

Aus Sicht des ZVEI sollten bei der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik folgende grundlegende Überlegungen Berücksichtigung finden:

- **Klare Trennung von Finanzierungs- und Anreizkomponente:** Speicher müssen sich perspektivisch an der Netzfinanzierung beteiligen. Dies sollte jedoch über ein maßvoll ausgestaltetes Kapazitätsentgelt erfolgen. Statische Arbeitspreise sind ungeeignet, da sie Flexibilität behindern. Dynamische Netzentgelte als Anreizkomponente sind hingegen zentral, um system- und netzdienliches Verhalten zu fördern.

- **Systemgerechte Berücksichtigung flexibler Anschlussvereinbarungen (FCA):** Flexible Netzanschlüsse können einen wichtigen Beitrag zur effizienten Nutzung knapper Netzkapazitäten leisten. Ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte sind konsistent zu berücksichtigen. Speicher, die sich über FCA netzneutral oder netzentlastend verhalten, dürfen nicht mit dem vollen Kapazitätsentgelt belastet werden.

- **Vertrauensschutz und geordneter Übergang:** Die aktuelle regulatorische Unsicherheit führt bereits heute zu Investitionszurückhaltung. Um eine strukturelle Investitionsdelle im Speicherbereich zu vermeiden, sind tragfähige Übergangsregelungen erforderlich, etwa durch Opt-in-Modelle, eine zeitlich begrenzte Fortgeltung der Befreiung für die Finanzierungsfunktion oder gestaffelte Einstiegsmodelle.

Anmerkungen des ZVEI zu den Orientierungspunkten

Grundsätzliche Einordnung

Es ist nachvollziehbar, dass eine dauerhafte vollständige Netzentgeltbefreiung für Speicher kein tragfähiges Zielbild darstellt. Speicher sind Netznutzer und sollten perspektivisch einen Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten. Gleichzeitig darf die Ausgestaltung der Netzentgelte nicht dazu führen, dass Investitionen in Speicher ausgebremst oder bestehende Geschäftsmodelle nachträglich entwertet werden.

Speicher unterscheiden sich grundlegend von klassischen Verbrauchern oder Erzeugern: Ihr systemischer Mehrwert entsteht durch die Verschiebung von Energie in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung hin zu Zeiten erhöhter Nachfrage oder Netzbelastung. In vielen Konstellationen erhöhen Speicher nicht dauerhaft die Netzauslastung, sondern reduzieren Spitzen, vermeiden Engpässe und senken Redispatch-Bedarf. Eine Netzentgeltsystematik muss dieser besonderen Rolle Rechnung tragen.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Klar ist, dass Speicher sich an der Finanzierung der Netzinfrastruktur beteiligen müssen. Die konkrete Ausgestaltung ist jedoch entscheidend für die Investitions- und Betriebswirtschaftlichkeit.

Die vorgeschlagene Kombination aus Kapazitätsentgelt sowie zwei Arbeitspreisen (AP1/AP2) wird kritisch bewertet. Statische Arbeitspreise setzen keine situationsabhängigen Signale und stehen damit im Widerspruch zum Ziel, Speicher gezielt zur Entlastung von Netzen und zur Senkung von Systemkosten einzusetzen.

Es wird daher vorgeschlagen, die Finanzierungsfunktion für Speicher ausschließlich über ein Kapazitätsentgelt abzubilden und auf die Erhebung statischer Arbeitspreise (AP1/AP2) zu verzichten. Ein solches Modell hätte den Vorteil, dass die Beteiligung an der Netzfinanzierung gewährleistet bleibt, Flexibilität nicht entwertet wird und zugleich eine einfachere sowie besser kalkulierbare Systematik entsteht. Voraussetzung ist jedoch, dass das Kapazitätsentgelt so ausgestaltet wird, dass es die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten nicht faktisch zunichtemacht. Speicher sind kapitalintensive Infrastrukturprojekte mit langen Amortisationszeiträumen. Ein zu hohes fixes Entgelt kann Investitionen verhindern, bevor sie überhaupt realisiert werden.

Zugleich sollte das Kapazitätsentgelt verursachungsgerecht ausgestaltet sein. Maßgeblich ist die tatsächliche Inanspruchnahme von Netzkapazität. Speicher, die durch intelligentes Fahrverhalten Lastspitzen reduzieren oder Engpasssituationen vermeiden, sollten nicht mit identischen Entgelten belastet werden wie unflexible Dauerlasten.

Eine Evaluierung der wirtschaftlichen Auswirkungen anhand transparenter Beispielrechnungen wird daher ausdrücklich angeregt.

Flexible Anschlussvereinbarungen (FCA)

Besondere Beachtung verdient die Ausgestaltung von Netzentgelten im Zusammenhang mit flexiblen Anschlussvereinbarungen (FCA).

Flexible Anschlussvereinbarungen können einen wichtigen Beitrag zur effizienten Nutzung knapper Netzkapazitäten leisten. Wenn ein Speicher im Rahmen einer FCA seine maximale Entnahmeleistung begrenzt oder auf netzkritische Zeitfenster verzichtet, unterscheidet sich seine Netzinanspruchnahme strukturell von der eines unbeschränkt angeschlossenen Verbrauchers.

In solchen Fällen ist eine volle Belastung mit einem Kapazitätsentgelt systematisch nicht konsistent. Es sollte daher geprüft werden, in welchen Konstellationen das Kapazitätsentgelt im Rahmen von FCA reduziert oder vollständig entfallen kann. Die Entgeltstruktur muss proportional zur tatsächlichen Netzinanspruchnahme sein.

Abgrenzung bei Multi-Use-Speichern

Industrielle Standorte mit Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchseinrichtungen sind technisch und betrieblich integrierte Systeme. Sie werden standortbezogen optimiert und funktionieren nicht als lose Aneinanderreihung einzelner Komponenten. Eine verpflichtende, detaillierte Abgrenzung der Strommengen hinter dem Netzanschlusspunkt – etwa getrennt nach Speicher, Eigenerzeugung oder Produktionsanlage –

würde erheblichen administrativen Aufwand auslösen, zusätzliche Mess- und Nachweispflichten schaffen und komplexe Abgrenzungsfragen aufwerfen. Damit bestünde die Gefahr, effiziente und netzdienliche Betriebsweisen faktisch zu erschweren.

Maßgeblich sollte daher die Strombilanz am Netzanschlusspunkt sein. Eine aggregierte Betrachtung trägt der technischen Realität industrieller Systeme Rechnung und vermeidet unnötige Komplexität innerhalb der Kundenanlage.

Gerade für DC-Speicher ist es essenziell, dass sie als „Behind-the-Meter“, d.h. als hinter dem Netzanschlusspunkt betrachtet werden und bilanziell nicht separat erfasst werden müssen. Eine Nicht-Abgrenzungsmöglichkeit der Strommengen wurde durch die BNetzA auch im Rahmen des Festlegungsverfahrens „MiSpeL“ erkannt und mit der Pauschaloption berücksichtigt. Gerade bei Prosumer-Anlagen im Privathaushalt würden alle weiteren Differenzierungen zu einer immensen Komplexität führen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen noch weiter senken. Auch um die Komplexität zukünftiger Konstellationen von Prosumer-Anlagen, z.B. durch den Einsatz mobiler Speicher in den Varianten V2H oder V2G, nach offizieller Festlegung der MiSpeL, zu reduzieren.

Zugleich sollte es im Ermessen des Netznutzers liegen, ob Strommengen eines Speichers, ab einer bestimmten Größenordnung separat behandelt oder gemeinsam mit anderen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten saldiert werden. Diese Wahlfreiheit sichert betriebliche Flexibilität, ohne die Transparenz gegenüber dem Netz zu beeinträchtigen.

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Die Einführung dynamischer, symmetrisch-vorzeichengerechter Netzentgelte wird ausdrücklich begrüßt. Sie bieten die Chance, system- und netzdienliches Verhalten gezielt zu fördern und gesamtwirtschaftliche Effizienzpotenziale zu heben.

Speicher sind technisch besonders geeignet, auf kurzfristige Preissignale zu reagieren. Sie können damit als Pilotanwendung für dynamische Netzentgelte dienen und praktische Erfahrungen für eine spätere Ausweitung auf andere Verbrauchergruppen liefern. Eine frühzeitige Einführung bei Speichern könnte dazu beitragen, die Funktionsfähigkeit des Instruments zu testen und weiterzuentwickeln.

Dynamische Entgelte können dazu beitragen, dass Speicher dann einspeichern, wenn Netzbelastungen gering sind, und dann einspeisen, wenn sie systemstabilisierend wirken. Damit wird Flexibilität nicht nur eingefordert, sondern marktwirtschaftlich honoriert.

Entscheidend für den Erfolg ist jedoch die praktische Umsetzbarkeit. Dynamische Entgelte erfordern kurzfristige, verlässliche Signale sowie eine entsprechende digitale Infrastruktur. Ihre Einführung sollte prioritär vorangetrieben werden.

Elektrolyseure

Darüber hinaus behandelt das Papier auch Elektrolyseure und ordnet diese ausschließlich als Verbraucher ein, da ein Elektrolyseur selbst keine Rückverstromung vornehmen kann. Für das Groß der Anwendungsfälle ist diese Einordnung sachgerecht, allerdings berücksichtigt sie nicht die mögliche Rolle, die wasserstoffbasierte Stromspeicher im Zusammenhang mit saisonaler Stromspeicherung und Versorgungssicherheit spielen könnten. Zum jetzigen Zeitpunkt sind solche Geschäftsmodelle kaum verbreitet und eine entsprechende Fördermöglichkeit im EEG wurde bisher nicht genutzt. Dennoch könnte sich in Zukunft für entsprechende Anlagenkombinationen ein Geschäftsfeld mit Mehrwert für das Energiesystem ergeben, das nicht bereits vorab regulatorisch verunmöglicht werden sollte. Insbesondere ist eine gesetzliche Definition wasserstoffbasierter Stromspeicher bereits im EEG angelegt, sodass spezifische Regelungen daran geknüpft werden könnten. Allerdings erscheint der Maßstab der Speicherverluste als Bemessungsgrundlage für Netzentgelte in diesem Zusammenhang ungeeignet, da eine solch längerfristige Stromspeicherung mit im Verhältnis höheren Energieverlusten einher geht und netzentgeltbezogene Kosten derartige Geschäftsmodelle sonst unwirtschaftlich werden lassen.

Auch als Standalone-Lösung bieten Elektrolyseure zahlreiche netz- und systemdienliche Vorzüge, die sowohl zu einem reduzierten Netzausbau beitragen als auch die Sektorenkopplung erheblich fördern. Zu beachten ist dabei, dass mit der europäischen RFNBO-Definition bereits gezielte Vorgaben für einen systemdienlichen Betrieb bestehen, die Elektrolyseprojekte mit hohen regulatorischen Kosten beaufschlagen. Zusätzliche

Kostenkomponenten mit möglicherweise sogar abweichenden Signalen sind deshalb kritisch zu sehen – speziell, wenn diese dazu beitragen die wirtschaftlich erzielbaren Vollaststunden weiter einzuschränken.

Bis zur Fertigstellung einer ausreichenden wasserstoffseitigen Infrastruktur (z. B. des Kernnetzes) ist besondere Rücksicht geboten, da eine Versorgung von potenziellen Wasserstoffverbrauchern im Süden Deutschlands bis zum Bestehen einer Leitungsverbindung mit einem Elektrolysezubau im Norden wirtschaftlich kaum darstellbar ist. Aufgrund der potenziell verzerrenden Wirkung von Entgelten angesichts dieser Faktoren und des frühen Entwicklungsstatus der Wasserstoffwirtschaft sollte, zumindest bis zur Fertigstellung einer ausreichenden Infrastruktur, weitgehend auf eine Entgeltbelastung von Elektrolyseuren verzichtet werden.

Vertrauensschutz, Übergangs- und Staffelungsmodelle

Die Diskussion um eine mögliche vorzeitige Beendigung oder Einschränkung der bestehenden Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG führt bereits heute zu erheblicher Verunsicherung bei Projektierern, Investoren und Finanzierungsinstituten. Erste Marktakteure berichten von zurückgestellten Investitionsentscheidungen oder einer Verlagerung von Projekten in andere Märkte mit stabileren regulatorischen Rahmenbedingungen. Es droht eine strukturelle Investitionsdelle im Speicherbereich.

Die regulatorische Zeitachse verschärft dieses Risiko: Nach dem von der Bundesnetzagentur kommunizierten Zeitplan sollen im zweiten Quartal 2026 zunächst Zwischenergebnisse veröffentlicht werden. Mitte 2026 ist ein erster Entwurf der Festlegung vorgesehen, der nochmals konsultiert wird; Ende 2026 soll ein Festlegungsentwurf vorliegen. Die praktische Anwendung der AgNes-Vorgaben und etwaiger Übergangsregelungen ist ab Anfang 2029 vorgesehen, während die Marktkommunikation bereits 2028 anlaufen soll.

Für Projektierer und Finanzierer bedeutet dies: Die rechtliche und methodische Grundentscheidung wird zwar bis Ende 2026 erwartet, die für belastbare Wirtschaftlichkeitsrechnungen notwendigen Parameter (z. B. konkrete Dimensionierung und Marktrahmen) werden sich jedoch in der Praxis erst mit Blick auf die Umsetzungsphase und die Marktkommunikation verlässlich abschätzen lassen. Gleichzeitig steht auch für Projekte, die vor August 2029 in Betrieb gehen, die bisherige Netzentgeltbefreiung in Frage. Damit entsteht eine Phase mehrjähriger Unsicherheit, in der Investitionsentscheidungen faktisch nur eingeschränkt belastbar getroffen werden können.

Branchenabschätzungen gehen davon aus, dass eine mehrjährige Investitionszurückhaltung zu einem fehlenden Zubau von rund 15 GW Batteriespeicherleistung bis 2035 führen könnte. Bei einer typischen Auslegung von vier Stunden entspräche dies rund 60 GWh Speicherkapazität.

Die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Effekte wären erheblich. Ein ausbleibender Zubau von Batteriespeichern in dieser Größenordnung würde voraussichtlich dazu führen, dass Investitionen in einer hohen einstelligen Milliardensumme in weitgehend förderfreie Infrastruktur nicht realisiert werden. Darüber hinaus könnten potenzielle Einsparungen bei den jährlichen Redispatch-Kosten sowie Entlastungen an den Stromgroßhandelsmärkten, die sich jeweils im hohen dreistelligen Millionenbereich bewegen können, nicht gehoben werden. Hinzu kommen mögliche positive Effekte auf den Marktwert erneuerbarer Energien, die sich in einer Reduzierung förderbezogener Zahlungsverpflichtungen niederschlagen könnten. In der Gesamtschau geht es damit nicht allein um einzelne Geschäftsmodelle, sondern um erhebliche Investitionsvolumina und substanzielle, dauerhaft wirksame Entlastungen für Stromverbraucherinnen und -verbraucher.
In Summe geht es somit nicht allein um einzelne Geschäftsmodelle, sondern um Milliardeninvestitionen und substanzielle jährliche Entlastungen für Stromverbraucherinnen und -verbraucher. Vertrauensschutz ist vor diesem Hintergrund nicht nur eine juristische Frage, sondern eine zentrale Voraussetzung für volkswirtschaftliche Effizienz.

Vor diesem Hintergrund sollten Übergangs- und Staffelungsmodelle geprüft werden, die Investitionssicherheit gewährleisten und zugleich den Einstieg in die neue Systematik ermöglichen.

Denkbar sind insbesondere folgende Optionen:

1. **Opt-in-Modell:** Speicherbetreiber könnten freiwillig in das neue Regime aus Finanzierungs- und Anreizkomponente wechseln. Bestehende Projekte behalten Planungssicherheit, während neue Projekte von Anreizmechanismen profitieren können.
2. **Fortgeltung der Befreiung für die Finanzierungsfunktion:** Für Projekte, die vor Auslaufen der Regelung nach § 118 EnWG realisiert werden, könnte die Befreiung hinsichtlich der

Finanzierungsfunktion fortbestehen, während dynamische Anreizkomponenten unmittelbar Anwendung finden. Damit würde Systemdienlichkeit frühzeitig gestärkt, ohne bestehende Investitionserwartungen abrupt zu entwerten.

3. **Gestaffelter Einstieg:** Alternativ könnte die Beteiligung an der Finanzierungsfunktion zeitlich gestaffelt erfolgen, etwa orientiert an einem typisierten Investitionsrückfluss über einen Zeitraum von rund zehn Jahren. Eine solche Diskussionsoption würde Planungssicherheit schaffen und zugleich die langfristige Beteiligung an der Netzfinanzierung sicherstellen.

Ein abrupter Regimewechsel ohne tragfähige Übergangsregelung birgt hingegen das Risiko, eine strukturelle Investitionsdelle im Speicherbereich auszulösen – mit langfristigen negativen Folgen für Investitionen, Strompreise, Systemkosten und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland.

Fazit

Die Ausgestaltung der künftigen Netzentgeltsystematik für Stromspeicher wird maßgeblich darüber entscheiden, ob Speicher ihr volkswirtschaftliches Potenzial zur Senkung von Systemkosten und zur Stabilisierung des Stromsystems entfalten können oder ob Investitionen ausgebremst werden.

Eine sachgerechte Ausgestaltung der Netzentgelte für Speicher sollte die Finanzierungs- und Anreizfunktion klar trennen. Eine Beteiligung an der Netzfinanzierung über ein maßvoll ausgestaltetes Kapazitätsentgelt, der Verzicht auf statische Arbeitspreise, die konsequente Einführung dynamischer Anreizmechanismen sowie verlässliche Übergangsregelungen können gemeinsam dazu beitragen, Speicherinvestitionen zu ermöglichen und zugleich eine faire Beteiligung an der Netzfinanzierung sicherzustellen.

Eine Netzentgeltsystematik für Speicher sollte dabei drei Ziele gleichzeitig erfüllen:

1. müssen Speicher einen fairen Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten;
2. sollte die Entgeltstruktur klare Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten setzen und die Aktivierung von Flexibilität ermöglichen;
3. sind Investitionssicherheit und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich, um kapitalintensive Speicherprojekte realisieren zu können.

Nur wenn diese drei Ziele gemeinsam berücksichtigt werden, kann eine Reform der Netzentgeltsystematik dazu beitragen, Stromspeicher als zentralen Baustein eines effizienten, resilienten und bezahlbaren Stromsystems zu stärken.

Kontakt

[redacted]

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org
Datum: 27.02.2026