Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Stellungnahme

zu „Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“ im Rahmen der Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Berlin, 25. Februar 2026

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 2
Das Wichtigste in Kürze 3
Vorbemerkung 4
1 Leitprinzipien für ein Speichernetzentgeltsystem 5
1.1 Wahrung des Vertrauensschutzes 5
1.2 Orientierung an der Netzwirkung 6
1.3 Sicherstellung von Investitionsfreundlichkeit 6
1.4 Betrachtung des gesamten Energiesystems 7
2 Einordnung der vorgeschlagenen Entgeltsystematik 8
2.1 Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion 8
2.1.1 Verzicht auf fixe Finanzierungsbeiträge 8
2.1.2 Differenzierte Ausgestaltung des AP2 bei Kapazitätsüberschreitungen 8
2.2 Netzentgelte mit Anreizfunktion 9
2.2.1 Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ausgestaltung 9
2.2.2 Honorierung netzkostenreduzierenden Verhaltens 9
2.2.3 Klare Definition von Netz- und Systemdienlichkeit 9
2.2.4 Abstimmung mit FCA-Restriktionen 10
3 Baukostenzuschüsse 10
3.1 Berücksichtigung von Standort und Betriebsweise 10
3.2 Netzdienlichkeit als Maßstab 11
3.3 Weiterentwicklungsbedarf 11
4 Elektrolyseure 11
4.1 Rolle von Elektrolyseuren für Klimaneutralität und Systemintegration 11
4.2 Regulatorische Besonderheiten von Elektrolyseuren 12
4.3 Standort als zentrales Kriterium systemdienlicher Wirkung 12
4.4 Verlängerung der Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Standorte 13
4.5 Keine zusätzlichen Betriebsrestriktionen 13
4.6 Dauerhafte Entfristung für systemdienliche Anlagen 14

Das Wichtigste in Kürze

Leitprinzipien für ein Speichernetzentgeltsystem

- **Vertrauensschutz sicherstellen:** Bereits getätigte Investitionen in Speicher müssen auf Grundlage der geltenden Rechtslage geschützt bleiben; rückwirkende Belastungen sind auszuschließen.
- **Netzentgelte wirkungsorientiert ausgestalten:** Maßgeblich muss die tatsächliche Netzwirkung von Speichern sein.
- **Netzdienliches Verhalten honorieren:** Speicher, die Netzkosten senken, müssen im Saldo auch negative Netzentgelte erzielen können.
- **Opt-in-Modell vorsehen:** Ein wirkungsorientiertes Entgeltsystem sollte zunächst freiwillig wählbar sein, um Investitions- und Planungssicherheit zu gewährleisten und Regulierungsansätze praxisnah zu erproben.
- **Investitionsfreundliches System sicherstellen:** Die neue Systematik darf den dringend erforderlichen Ausbau von Speichern nicht durch zusätzliche strukturelle Belastungen bremsen.
- **Energiesystem ganzheitlich betrachten:** Speicher und insbesondere Elektrolyseure dürfen nicht isoliert im Stromsystem bewertet werden, sondern müssen in ihrer Wirkung auf das gesamte Energiesystem berücksichtigt werden.

Einordnung der vorgeschlagenen Entgeltsystematik

- **Keine fixen Finanzierungsbeiträge:** Kapazitätsbezogene Fixkosten verteuern Projekte ohne Lenkungswirkung und sind zugunsten wirkungsorientierter Entgeltbestandteile zu vermeiden.
- **MiSpeL-Kohärenz sichern:** Die Netzentgeltsystematik sollte an die bestehenden MiSpeL-Abgrenzungsregeln anknüpfen.
- **AP2 differenziert anwenden:** Kapazitätsüberschreitungen sollten nur entsprechend ihrer tatsächlichen Systemwirkung bepreist werden.
- **Transparente und klar definierte Anreizmechanismen:** Dynamische Netzentgelte müssen ex ante kalkulierbar sein; Kriterien für Netz- und Systemdienlichkeit sind objektiv und diskriminierungsfrei festzulegen.
- **FCA und Anreizentgelte abstimmen:** Dynamische Netzentgelte sind mit FCA-Restriktionen kohärent zu gestalten, um kumulative Risiken zu vermeiden.

Baukostenzuschüsse

- **Kostenorientierung und Transparenz:** Baukostenzuschüsse dürfen nur konkret anschlussverursachte Mehrkosten abbilden; erforderlich ist eine bundeseinheitliche, nachvollziehbare Methodik.
- **Wirkungsorientierung statt Pauschalansatz:** Eine reine Orientierung an der Anschlussleistung greift zu kurz; maßgeblich ist die tatsächliche Netz- und Systemwirkung von Speichern.

- **Netzdienlichkeit berücksichtigen:** Netzdienlich oder netzneutral betriebene Anlagen dürfen nicht pauschal belastet werden; BKZ sind primär als Anreizinstrument auszugestalten.

Elektrolyseure

- **Elektrolyseure systemgerecht einordnen:** Elektrolyseure sind hochflexible Schlüsseltechnologien für Klimaneutralität – keine klassischen Dauerlasten.
- **Keine pauschale zeitliche Entgeltdifferenzierung:** RFNBO- und LCH-Vorgaben determinieren bereits den Betrieb; zusätzliche Zeitsignale wirken kaum.
- **Standortbasierte Differenzierung priorisieren:** Systemdienlichkeit hängt primär vom Standort in EE-Überschuss- und Engpassregionen ab.
- **Netzentgeltbefreiung verlängern und entfristen:** Für systemdienliche Standorte ist eine dauerhafte Regelung erforderlich, um Investitionssicherheit zu schaffen.
- **Keine zusätzlichen Betriebsrestriktionen:** Weitere Auflagen würden Wirtschaftlichkeit und Hochlauf gefährden.

Vorbemerkung

Mit den „Orientierungspunkten Speichernetzentgelte“ im Rahmen der Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) greift die Bundesnetzagentur eine zentrale Weichenstellung für das zukünftige Strom- und Energiesystem auf. Der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen des Konsultationsverfahrens.

Die Ausgestaltung der Netzentgelte für Speicher wird maßgeblich darüber entscheiden, ob die für die Energiewende erforderlichen Flexibilitätsoptionen in ausreichendem Umfang und an systemdienlichen Standorten realisiert werden.

Speicher tragen durch ihre flexible Betriebsweise zur Integration erneuerbarer Energien, zur Reduktion von Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen sowie zur effizienteren Nutzung bestehender Netzinfrastruktur bei. Ein zukünftiges Netzentgeltsystem muss dieser besonderen Rolle gerecht werden. Es sollte Netznutzung verursachungsgerecht bepreisen, zugleich aber netzkostenreduzierendes Verhalten honorieren und insgesamt investitionsfreundliche Rahmenbedingungen schaffen.

Aus Sicht des BEE sind dabei insbesondere folgende Aspekte entscheidend: die konsequente Wahrung des Vertrauensschutzes, eine klare Orientierung an der tatsächlichen Netzwirkung von Speichern, die Sicherstellung investitionsfreundlicher Rahmenbedingungen sowie eine systemübergreifende Betrachtung, die Wechselwirkungen zwischen Strom-, Gas-, Wärme- und Mobilitätssektor angemessen berücksichtigt.

Darüber hinaus bedürfen sowohl die vorgeschlagene Entgeltsystematik selbst als auch flankierende Instrumente wie Baukostenzuschüsse einer wirkungsorientierten und kohärenten Ausgestaltung. Für Elektrolyseure ist insbesondere eine standortbezogene Systematik erforderlich, die ihre Rolle für Klimaneutralität, Netzstabilität und Systemintegration angemessen abbildet.

Die nachfolgenden Kapitel erläutern diese Leitlinien im Einzelnen und nehmen eine differenzierte Bewertung der vorgeschlagenen Entgeltsystematik sowie ihrer Auswirkungen auf Speicher und Elektrolyseure vor.

1 Leitprinzipien für ein Speichernetzentgeltsystem

1.1 Wahrung des Vertrauensschutzes

Für die Ausgestaltung eines künftigen Speichernetzentgeltsystems ist die Wahrung des Vertrauensschutzes von zentraler Bedeutung. Investitionsentscheidungen im Bereich von Energiespeichern sind typischerweise langfristig angelegt und basieren auf stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen. Eine verlässliche Regulierung ist daher eine wesentliche Voraussetzung, um weiterhin ausreichend Investitionen in die für die Energiewende erforderlichen Flexibilitätsoptionen zu mobilisieren.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass zahlreiche Investitionsentscheidungen im Vertrauen auf die bislang geltende Netzentgeltbefreiung getroffen wurden. Diese bildete vielfach einen zentralen Bestandteil der wirtschaftlichen Kalkulation und der Finanzierungsstruktur von Speicherprojekten. Entsprechend wird in der energierechtlichen Diskussion zu Recht darauf hingewiesen, dass bestehendes Investitionsvertrauen grundsätzlich verfassungsrechtlichen Schutz genießt und regulatorische Änderungen dieses Vertrauen angemessen berücksichtigen müssen.[1]

Unabhängig davon, welche Anpassungen rechtlich möglich sind, führt jede faktische Rückwirkung regulatorischer Änderungen zu erhöhten Investitionsrisiken. Solche Risiken schlagen sich regelmäßig in höheren Finanzierungskosten und Risikoaufschlägen für neue Projekte nieder. Kurzfristige Verteilungseffekte bei den Netzkosten können dadurch langfristig zu steigenden Systemkosten führen, die letztlich von Stromverbrauchern und Steuerzahlern getragen werden. Vor diesem Hintergrund sollte regulatorische Stabilität als wichtiger Baustein zur Begrenzung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten verstanden werden.

Hinzu kommt, dass regulatorische Rückwirkungsrisiken für Investoren kaum beeinflussbar sind. Anders als technische oder marktbezogene Risiken lassen sie sich weder durch betriebliche Maßnahmen noch durch optimierte Projektgestaltung wirksam steuern. Entsprechend wirken sie besonders investitionshemmend und können den Ausbau von Speichern verzögern. Im Fokus sollte daher weniger eine kurzfristige Umverteilung von Netzkosten stehen, sondern vielmehr die langfristige Senkung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sowie eine effiziente Steuerungswirkung der Netzentgelte.

Vor diesem Hintergrund sollten Anpassungen der Netzentgeltsystematik mit ausreichenden Übergangsfristen, klaren Stichtagsregelungen und transparenten Entwicklungsperspektiven für bestehende Anlagen verbunden werden. Darüber hinaus erscheint es sinnvoll, neue regulatorische Modelle zunächst als freiwillige Opt-in-Option auszugestalten. Speicherbetreiber könnten

[1] https://raue.com/aktuell/branchen/energie-und-klimaschutz/energie/bundesnetzagentur-stellt-netzentgeltbefreiung-fuer-stromspeicher-i

so selbst entscheiden, ob und wann ein Wechsel in ein neues Entgeltsystem wirtschaftlich sinnvoll ist. Dies würde Investitionssicherheit erhöhen, unerwünschte Rückwirkungseffekte vermeiden und zugleich ermöglichen, neue Regulierungsansätze praxisnah zu erproben.

Eine konsequente Wahrung des Vertrauensschutzes stärkt somit nicht nur die Investitionsbereitschaft in Speichertechnologien, sondern trägt auch dazu bei, die Transformation des Energiesystems insgesamt kosteneffizient und planbar zu gestalten.

1.2 Orientierung an der Netzwirkung

Ein zentrales Leitprinzip eines künftigen Speichernetzentgeltsystems sollte die konsequente Orientierung an der tatsächlichen Netzwirkung von Speichern sein. Netzentgelte müssen sich grundsätzlich am Kostenverursachungsprinzip ausrichten und damit widerspiegeln, in welchem Umfang Netzinfrastruktur in Anspruch genommen wird. Gleichzeitig sollte jedoch vermieden werden, dass eine rein statische Kostenlogik Fehlanreize setzt oder systemisch vorteilhafte Einsatzweisen von Flexibilitätsoptionen unzureichend berücksichtigt.

Speicher können wesentlich zur effizienteren Nutzung bestehender Netzinfrastruktur beitragen, etwa durch die Reduktion von Redispatchbedarf, die Entlastung von Netzengpässen oder die bessere Integration erneuerbarer Energien. Ein sachgerechtes Entgeltsystem sollte deshalb sowohl Aspekte der Netzbeanspruchung als auch der Netzentlastung angemessen einbeziehen und die tatsächlichen Wirkungen der Anlagen stärker in den Mittelpunkt stellen. Diese Wirkungsorientierung sollte nicht nur für laufende Netzentgelte gelten, sondern auch für netzanschlussbezogene Instrumente wie Baukostenzuschüsse. Auch sie stehen systematisch in engem Zusammenhang mit der Netzentgeltsystematik und setzen wichtige Investitions- und Standortsignale. Eine Ausgestaltung, die tatsächliche Netzwirkungen berücksichtigt, kann dazu beitragen, effiziente Netzanschlussentscheidungen zu fördern und unnötige Netzausbaukosten zu vermeiden.

Wirkungsorientierung bedeutet insofern, Netzentgelte und verwandte Entgeltbestandteile insgesamt stärker an den Netzeffekten der betreffenden Anlagen auszurichten. Eine solche Ausgestaltung unterstützt effiziente Investitions- und Einsatzentscheidungen und trägt dazu bei, die Transformation des Energiesystems insgesamt kosteneffizient zu gestalten.

1.3 Sicherstellung von Investitionsfreundlichkeit

Neben der sachgerechten Ausgestaltung der Entgeltsystematik ist sicherzustellen, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen insgesamt investitionsfreundlich bleiben. Der zügige Ausbau von Speichern sowie von sektorenkoppelnden Technologien wie Elektrolyseuren setzt voraus, dass Projekte unter stabilen und wirtschaftlich tragfähigen Bedingungen finanziert und umgesetzt werden können. Eine hohe Bankability von Projekten ist daher ein zentrales Ziel jeder Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik.

Hierzu gehört insbesondere, übermäßige fixe Kostenbestandteile zu vermeiden. Ein hoher Anteil nicht beeinflussbarer Fixkosten kann Markteintrittsbarrieren erhöhen, Geschäftsmodelle

einschränken und die wirtschaftliche Flexibilität von Speicherprojekten reduzieren. Gerade bei innovativen Technologien oder neuen Marktsegmenten ist es wichtig, ausreichend Spielräume für eine markt- und systemdienliche Betriebsweise zu erhalten.

Zudem ist eine möglichst frühe regulatorische Klarheit von großer Bedeutung. Viele Speicher- und insbesondere Elektrolyseprojekte weisen lange Planungs-, Genehmigungs- und Finanzierungszeiträume auf. Unklare oder sich kurzfristig ändernde Rahmenbedingungen können Investitionsentscheidungen verzögern oder Projekte insgesamt gefährden. Eine frühzeitige und transparente Festlegung der zukünftigen Netzentgeltsystematik trägt daher wesentlich dazu bei, Investitionen planbar zu machen und den notwendigen Hochlauf flexibler Infrastruktur zu unterstützen.

Eine investitionsfreundliche Ausgestaltung der Netzentgelte leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Kosteneffizienz der Energiewende insgesamt, indem sie den rechtzeitigen Ausbau systemdienlicher Flexibilitätsoptionen ermöglicht.

1.4 Betrachtung des gesamten Energiesystems

Die Bewertung eines künftigen Speichernetzentgeltsystems sollte nicht auf eine isolierte Betrachtung des Stromnetzes verengt werden. Vielmehr ist eine systemübergreifende Perspektive erforderlich, die Wechselwirkungen zwischen Strom-, Gas-, Wärme- und Mobilitätssektor einbezieht. Nur so lassen sich die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Effekte von Flexibilitätsoptionen angemessen erfassen.

Dies gilt in besonderem Maße für Elektrolyseure. Diese werden in den Orientierungspunkten primär als Stromverbraucher eingeordnet. Eine solche rein stromseitige Betrachtung greift jedoch zu kurz. Elektrolyseure erfüllen eine sektorenübergreifende Funktion, indem sie erneuerbaren Strom in Wasserstoff Energieträger umwandeln. Dadurch ermöglichen sie nicht nur die Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung, sondern leisten auch einen zentralen Beitrag zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen, Wärmeversorgung und Verkehr.

Darüber hinaus können Elektrolyseure zur Systemstabilität beitragen, indem sie flexibel auf Stromangebotsüberschüsse reagieren und so Abregelungen erneuerbarer Anlagen reduzieren. Die dadurch entstehenden positiven Effekte – etwa geringerer Redispatchbedarf, reduzierte CO_2-Emissionen in anderen Sektoren oder vermiedene Infrastrukturkosten – spiegeln sich bei einer rein stromnetzzentrierten Betrachtung nur unzureichend wider.

Ein modernes Netzentgeltsystem sollte deshalb stärker systemisch ausgerichtet sein und sektorübergreifende Nutzenbeiträge angemessen berücksichtigen. Ziel sollte nicht allein eine verursachungsgerechte Finanzierung einzelner Netzinfrastrukturen sein, sondern vor allem die Minimierung der gesamtenergetischen Kosten sowie eine effiziente Steuerung der Transformation des Energiesystems insgesamt.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, bei der Ausgestaltung von Netzentgelten für Speicher und insbesondere für Elektrolyseure stärker die gesamtenergetischen Wirkungen einzubeziehen. Eine solche Perspektive kann helfen, Fehlanreize zu vermeiden und Investitionen in Technologien zu fördern, die zur langfristigen Stabilität, Klimaneutralität und Kosteneffizienz des Energiesystems beitragen.

2 Einordnung der vorgeschlagenen Entgeltsystematik

2.1 Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Die Bundesnetzagentur regt in den vorliegenden Orientierungspunkten die Heranziehung des AgNes-Grundmodells und dessen Modifizierung für Speicher an. Eine pauschale Zustimmung oder Ablehnung dieses Ansatzes erscheint aus Sicht des BEE nicht zielführend. Maßgeblich ist vielmehr, ob die konkrete Ausgestaltung einzelner Netzentgeltkomponenten den besonderen systemischen Eigenschaften von Speichern gerecht wird.

2.1.1 Verzicht auf fixe Finanzierungsbeiträge

Die Netznutzung durch Speicher erfolgt flexibel, marktpreis- und systemgetrieben; ihr Mehrwert liegt gerade in der kurzfristigen Reaktionsfähigkeit auf Preis- und Netzsignale. Vor diesem Hintergrund sind fixe, kapazitätsbezogene Finanzierungsbeiträge bei Batteriespeichern abzulehnen. Sie erhöhen die Fixkostenbasis unabhängig vom tatsächlichen Netzeffekt, entfalten keine verhaltenslenkende Wirkung und verteuern Projekte strukturell. Dies führt dazu, dass weniger Speicher realisiert werden, als systemisch erforderlich und volkswirtschaftlich sinnvoll wäre. Statt fixer Finanzierungsanteile bedarf es einer konsequent wirkungsorientierten Ausgestaltung, die tatsächliche Netzwirkungen abbildet und netzdienliches Verhalten gezielt incentiviert.Kohärenz mit bestehenden Abgrenzungsregimen (MiSpeL)

Die vorgeschlagene Saldierung von entnommenen und wiedereingespeisten Strommengen ist grundsätzlich geeignet, eine doppelte Belastung von Speicherströmen zu vermeiden. Ihre konkrete Ausgestaltung darf jedoch nicht isoliert erfolgen. Im Rahmen Festlegungsverfahrens zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) wurden bereits differenzierte Mess- und Zuordnungsprinzipien für Speicherströme entwickelt, insbesondere für Multi-Use-Konstellationen. Diese Regelungen schaffen Klarheit hinsichtlich der Abgrenzung zwischen Speicher-, Eigenverbrauchs- und Marktstrommengen und tragen zur Vollzugssicherheit bei. Eine abweichende oder parallele Abgrenzungssystematik im Bereich der Netzentgelte würde die regulatorische Komplexität erhöhen, zusätzliche Messanforderungen erzeugen und Investitionsunsicherheiten verstärken. Die Netzentgeltsystematik sollte daher ausdrücklich an die im Rahmen von MiSpeL etablierten Grundprinzipien anknüpfen und regulatorische Kohärenz sicherstellen.

2.1.2 Differenzierte Ausgestaltung des AP2 bei Kapazitätsüberschreitungen

Besondere Bedeutung käme bei Einführung des vorgeschlagenen Modells der Ausgestaltung des erhöhten Arbeitspreises (AP2) bei Überschreitung der gewählten Kapazität zu. Eine rein mechanische Anknüpfung des AP2 an die Überschreitung einer Mengenschwelle greift bei Speichern zu kurz. Kapazitätsüberschreitungen können – je nach Netzsituation und Systemkontext – unterschiedliche Wirkungen entfalten. Während sie in bestimmten Konstellationen netzbelastend wirken können, tragen sie in anderen Situationen zur Entlastung von Engpässen

oder zur Reduzierung von Redispatchkosten bei. Eine wirkungsorientierte Netzentgeltsystematik sollte daher zwischen systemschädlichen und systemdienlichen Kapazitätsüberschreitungen differenzieren. Systemdienliche Überschreitungen – etwa in Phasen netzseitiger Entlastung oder bei nachweisbarer Kostensenkung im System – sollten nicht pauschal mit dem erhöhten Arbeitspreis belegt werden. Demgegenüber sind systemschädliche Überschreitungen konsequent zu bepreisen. Der AP2 sollte folglich nicht ausschließlich mengenbezogen, sondern kontextabhängig und an der tatsächlichen Systemwirkung des Speicherverhaltens ausgerichtet werden. Nur so kann eine sachgerechte Balance zwischen Netzfinanzierung und Systemeffizienz erreicht werden.

2.2 Netzentgelte mit Anreizfunktion

Die Einführung eines Entgelts mit Anreizfunktion stellt einen zentralen Baustein der vorgeschlagenen Reform dar. Im Unterschied zu den Entgelten mit Finanzierungsfunktion zielt diese Komponente nicht auf die Deckung von Netzkosten, sondern auf die Lenkung des Netznutzungsverhaltens. Gerade bei Speichern, deren wesentliche Eigenschaft in ihrer Flexibilität liegt, käme einer solchen Anreizkomponente besondere Bedeutung zu.

2.2.1 Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ausgestaltung

Voraussetzung für die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte ist eine transparente und nachvollziehbare Ausgestaltung. Speicherbetreiber müssen ex ante erkennen können, welche Verhaltensweisen zu welchen finanziellen Wirkungen führen. Intransparente oder ex post schwer kalkulierbare Preismechanismen erhöhen das unternehmerische Risiko, erschweren die Finanzierung und schwächen die Lenkungswirkung des Instruments. Dynamische Entgelte können ihre Steuerungsfunktion nur dann entfalten, wenn die zugrunde liegenden Parameter, Zeitauflösungen und Berechnungsmechanismen klar definiert und stabil ausgestaltet sind.

2.2.2 Honorierung netzkostenreduzierenden Verhaltens

Netzkostenreduzierendes Verhalten darf nicht durch Mindestbeiträge oder starre Untergrenzen entwertet werden. Wenn Speicher durch ihr Verhalten nachweislich Netzkosten senken, muss sich dies auch in einem positiven finanziellen Saldo niederschlagen können. Ein negativer Saldo aus Entgelten mit Finanzierungsfunktion und Entgelten mit Anreizfunktion sollte daher ausdrücklich möglich sein. Dies ist kein Privileg, sondern Ausdruck einer verursachungs- und wirkungsorientierten Systematik: Wer Kosten im Netz reduziert, sollte hiervon profitieren können. Eine Begrenzung auf einen Mindestbeitrag würde die ökonomische Logik des Instruments konterkarieren und die Investitionsanreize für flexible Speicher schwächen.

2.2.3 Klare Definition von Netz- und Systemdienlichkeit

Für die Akzeptanz und Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte ist eine klare und konsistente Definition von Netz- und Systemdienlichkeit erforderlich. Es bedarf daher transparenter Kriterien, anhand derer netzdienliches Verhalten identifiziert und bewertet wird. Diese Kriterien müssen objektiv, diskriminierungsfrei und nachvollziehbar ausgestaltet sein.

2.2.4 Abstimmung mit FCA-Restriktionen

Flexible Anschlussvereinbarungen (FCAs) greifen unmittelbar in die Betriebsweise von Speichern ein. Sie können Lade- und Entladezeiten beschränken und damit Erlöspotenziale reduzieren. Gleichzeitig erhöhen sie die unternehmerischen Risiken für Projektierer und Vermarkter. Werden Speicher bereits über FCAs in ihrer Betriebsweise eingeschränkt, wirken zusätzliche dynamische Netzentgelte kumulativ. Ohne abgestimmtes Zusammenspiel beider Instrumente entsteht ein unkalkulierbares Risiko: Einerseits werden Erlöse durch Betriebsrestriktionen begrenzt, andererseits entstehen zusätzliche Entgeltbelastungen.

FCA-Restriktionen und Netzentgelte mit Anreizfunktion müssen daher konsistent aufeinander abgestimmt sein. Wenn Betreiber Einschränkungen im Rahmen von FCAs akzeptieren, dürfen Netzentgelte nicht zusätzlich zu einer systematischen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führen. Nur ein kohärentes Zusammenspiel von FCAs und dynamischen Netzentgelten ermöglicht Investitionen in weitere Batteriespeicher und eine effiziente, kostenoptimierte Netzentlastung.

3 Baukostenzuschüsse

Baukostenzuschüsse sind Anschlusskostenbeiträge zur Verstärkung oder zum Ausbau des Netzes und beeinflussen maßgeblich Standort- und Investitionsentscheidungen neuer Anlagen. Sie können ein Instrument zur regionalen Steuerung darstellen, dürfen jedoch in ihrer Höhe nicht investitionshemmend wirken oder Finanzierungen unverhältnismäßig verteuern. Aus Sicht des BEE sollten Baukostenzuschüsse primär als Netzentgelt mit Anreizfunktion ausgestaltet werden und nur in begrenztem Umfang der Finanzierung des Netzausbaus dienen. Maßstab sind Kostenorientierung, Transparenz, Diskriminierungsfreiheit und eine konsequente Wirkungsorientierung.Kostenorientierung und Transparenz

Baukostenzuschüsse sind nur insoweit sachgerecht, wie sie tatsächlich durch einen konkreten Netzanschluss ausgelöste Mehrkosten abbilden. Eine pauschale Herleitung allein auf Basis der technischen Anschlussleistung wird diesem Anspruch regelmäßig nicht gerecht. Die bisherige Praxis ist vielfach durch uneinheitliche Berechnungsansätze, fehlende Standardisierung und eingeschränkte Nachvollziehbarkeit geprägt. Dies erschwert insbesondere für Speicherprojekte die belastbare Bewertung von Standorten und erhöht die Investitionsrisiken. Bereits in seiner Stellungnahme zum AgNes-Grundmodell hat der BEE hervorgehoben, dass Entgelt- und Anschlussregime strikt verursachungs- und wirkungsorientiert ausgestaltet sein müssen.[2]

Diese Grundsätze gelten in besonderer Weise auch für Baukostenzuschüsse. Erforderlich ist eine bundeseinheitliche, transparente Methodik, die klar zwischen strukturellem Netzausbau und tatsächlich anschlussverursachten Mehrkosten unterscheidet.

3.1 Berücksichtigung von Standort und Betriebsweise

[2] https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zur-festlegung-der-allgemeinen-netzentgeltsystematik-strom-agnes

Die Höhe netzanschlussbedingter Ausbaukosten hängt wesentlich vom konkreten Netzbereich, dessen Auslastung sowie von der technischen Auslegung und insbesondere von der Betriebsweise der angeschlossenen Anlage ab. Speicher weisen hierbei eine besondere Charakteristik auf: Ihre Netzinanspruchnahme ist zeitlich steuerbar. Sie können gezielt so betrieben werden, dass Lastspitzen vermieden, Engpässe reduziert oder Netzausbaubedarf zeitlich verschoben wird. Ein Baukostenzuschusssystem, das allein an der maximalen Anschlussleistung anknüpft, wird dieser Differenzierung nicht gerecht. Es belastet potenziell auch solche Anlagen mit hohen Einmalzahlungen, die das Netz nicht zusätzlich beanspruchen oder sogar entlasten. Eine sachgerechte Ausgestaltung muss daher die tatsächliche Netz- und Systemwirkung der Anlage berücksichtigen.

3.2 Netzdienlichkeit als Maßstab

Anlagen, die nachweislich netzneutral oder netzdienlich betrieben werden, sollten nicht mit Baukostenzuschüssen belastet werden. In Konstellationen, in denen Speicher messbar zur Vermeidung oder Reduzierung von Netzausbau beitragen, kann auch eine anreizorientierte Ausgestaltung sachgerecht sein. Dies entspricht dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit: Wer keine zusätzlichen Netzkosten verursacht oder bestehende Kosten senkt, darf nicht pauschal zur Finanzierung allgemeiner Ausbaumaßnahmen herangezogen werden. Eine solche Differenzierung würde Investitionen gezielt an netzverträglichen Standorten fördern und die effiziente Integration von Speichern als systemrelevante Flexibilitätsoption unterstützen. Voraussetzung hierfür ist eine klare, nachvollziehbare Methodik zur Bewertung der tatsächlichen Netz- und Systemwirkungen.

3.3 Weiterentwicklungsbedarf

Vor dem Hintergrund des steigenden Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem ist eine grundlegende Weiterentwicklung der bisherigen BKZ-Praxis erforderlich. Baukostenzuschüsse müssen planbar, transparent und strikt verursachungsorientiert ausgestaltet sein. Nur so können sie ihre Finanzierungsfunktion erfüllen, ohne den dringend notwendigen Ausbau von Speichern zu behindern oder Fehlanreize bei Standortentscheidungen zu setzen.

4 Elektrolyseure

4.1 Rolle von Elektrolyseuren für Klimaneutralität und Systemintegration

Für die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ist ein massiver Ausbau der Elektrolysekapazitäten erforderlich. Nach dem aktuellen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan werden

bis zu 70 GW installierte Elektrolyseleistung benötigt[3]; aktuell befindet sich jedoch erst ein minimaler Teil hiervon im Bau.

Elektrolyseure sind keine klassischen industriellen Dauerlasten, sondern hochflexible Stromverbraucher. Sie können erneuerbare Stromüberschüsse aufnehmen, Abregelung reduzieren und zur Integration einer stark wachsenden volatilen Erzeugung beitragen.

Die aktuelle und diskutierte Reform der Netzentgeltsystematik greift insoweit zu kurz. Eine primär zeitlich ausgerichtete Anreizlogik setzt bei Elektrolyseuren nur begrenzt wirksame Steuerungsimpulse und droht, bei zusätzlicher finanzieller Belastung, zum wirtschaftlichen Hemmschuh für den dringend erforderlichen Hochlauf zu werden.

4.2 Regulatorische Besonderheiten von Elektrolyseuren

Elektrolyseure unterliegen bereits heute strengen regulatorischen Vorgaben, die ihren Betrieb zeitlich erheblich einschränken.

Für die Herstellung von Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) gilt ab 2030 eine stündliche Korrelation zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion. Für Low-Carbon Hydrogen (LCH) ist die Produktion nur in Stunden zulässig, in denen definierte CO_2-Intensitätsgrenzen eingehalten werden. Diese Anforderungen werden zusätzlich häufig durch Förderbedingungen oder Abnahmeverträge flankiert.

Der Betrieb von Elektrolyseuren ist damit bereits stark zeitlich determiniert. Weitere zeitliche Netzentgeltsignale können faktisch kaum mehr berücksichtigt werden, da die Betriebsfenster regulatorisch vorgegeben sind. Eine zusätzliche zeitliche Differenzierung der Netzentgelte entfaltet daher für Elektrolyseure nur eingeschränkte Lenkungswirkung.

Die Besonderheiten der Wasserstoffregulierung unterscheiden Elektrolyseure damit grundlegend von anderen Stromverbrauchern. Eine pauschale Übertragung zeitlich dynamischer Netzentgeltmechanismen wird diesen Spezifika nicht gerecht.

4.3 Standort als zentrales Kriterium systemdienlicher Wirkung

Für die systemische Bewertung von Elektrolyseuren ist nicht primär der Betriebszeitpunkt, sondern der Standort entscheidend.

Elektrolyseure entfalten eine netzdienliche Wirkung insbesondere dann, wenn sie in Regionen mit hohem erneuerbarem Überschuss errichtet werden und dort dazu beitragen, Netzengpässe zu reduzieren, Redispatch- und Abregelungsbedarf zu verringern sowie Netzausbaukosten zu dämpfen. Durch die gezielte Verortung in solchen Regionen kann ein erheblicher

[3] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html

volkswirtschaftlicher Effizienzgewinn erzielt werden. Studien zeigen, dass eine systemdienliche Standortwahl die Gesamtsystemkosten signifikant senken kann.

Umgekehrt gilt, dass ohne zusätzliche Elektrolysekapazitäten an geeigneten Standorten mittel- und langfristig höhere Netzausbaukosten entstehen. Diese schlagen sich wiederum in steigenden Netzentgelten nieder. Vor diesem Hintergrund ist eine primär zeitliche Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik nicht zielführend. Erforderlich ist vielmehr eine standortbasierte Differenzierung.

4.4 Verlängerung der Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Standorte

Nach geltender Rechtslage sind Elektrolyseure, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb gehen, für 20 Jahre von Netzentgelten befreit. Anlagen mit späterer Inbetriebnahme profitieren nicht von dieser Regelung. Der Wegfall der Befreiung verursacht – abhängig vom Standort – Mehrkosten von mehreren Euro pro Kilogramm Wasserstoff und stellt angesichts unsicherer Netzentgeltentwicklungen ein erhebliches Investitionsrisiko dar.

Der BEE spricht sich daher für eine Verlängerung der Netzentgeltbefreiung über 2029 hinaus aus – jedoch zielgerichtet für Elektrolyseure an systemdienlichen Standorten.

Als geeigneter Referenzrahmen bieten sich die bereits regulatorisch definierten §13k EnWG-Regionen („Entlastungsregionen“) an. Diese Regionen sind im bestehenden Instrumentarium verankert und ermöglichen eine konsistente, transparente und administrativ praktikable Umsetzung. Eine Anknüpfung an dieses etablierte System vermeidet zusätzliche Komplexität und sorgt für regulatorische Kohärenz.

4.5 Keine zusätzlichen Betriebsrestriktionen

Für Elektrolyseure an systemdienlichen Standorten sollten keine zusätzlichen betrieblichen Einschränkungen eingeführt werden.

Voraussetzung für die Netzentgeltbefreiung sollte die RFNBO- oder LCH-konforme Produktion sein. Diese regulatorischen Anforderungen stellen bereits sicher, dass der Strombezug zeitlich an erneuerbare Erzeugung gekoppelt ist und damit netz- und systemdienlich erfolgt.

Weitere betriebliche Einschränkungen würden die Wirtschaftlichkeit der Projekte zusätzlich verschlechtern, Investitionsentscheidungen verzögern und den notwendigen Ausbau bremsen. Dies hätte zur Folge, dass weniger Elektrolysekapazitäten an geeigneten Standorten realisiert werden und dadurch mittel- bis langfristig höhere Netzausbau- und Systemkosten entstehen. Zusätzliche Betriebsrestriktionen würden somit dem angestrebten Ziel einer Systementlastung entgegenwirken.

4.6 Dauerhafte Entfristung für systemdienliche Anlagen

Für Elektrolyseure an systemdienlichen Standorten sollte die Netzentgeltbefreiung dauerhaft entfristet werden. Eine erneute zeitliche Begrenzung würde Investitionsunsicherheit erzeugen und dem langfristigen Hochlauf einer zentralen Infrastrukturtechnologie entgegenstehen.

Eine dauerhafte Regelung schafft Planungssicherheit, stärkt die Investitionsbedingungen und trägt dazu bei, dass Elektrolysekapazitäten dort entstehen, wo sie netz- und systemseitig den größten Nutzen entfalten.

Ansprechpartner*innen:
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab.

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

Impressum
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Tel.: 030 2758 1700
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:
Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie hier.

Datum
25. Februar 2026