

BEE-Stellungnahme

zum Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur im
Verfahren zur Festlegung der allgemeinen
Netzentgeltsystematik für die
Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes)

Berlin, 18. September 2026



Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
1. Grundsätzliche Bewertung der AgNes-Systematik	5
1.1. Vorbemerkung.....	5
1.2. Leitbild und Grundsätze einer Netzentgeltreform.....	6
2. Investitionssicherheit und Bestandsschutz	7
3. Netzentgelte für Erzeuger	9
3.1. Differenzierung der Erzeugungstechnologien.....	9
3.2. Kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte	10
3.3. Dynamische Einspeiseentgelte	12
4. Überbauung, Co-Location und Mehrfachbelastungen	15
5. Verbraucher und Prosumer	16
5.1. Verbrauchernetzentgelte	16
5.2. Prosumer-Aufschlag.....	17
6. Speicher und Elektrolyseure	19
6.1. Batteriespeicher	19
6.2. Elektrolyseure	21
7. Baukostenzuschuss BKZ	22
Ansprechpartner:.....	23

Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die transparente, langfristige und breit angelegte Konsultation der Bundesnetzagentur mit der Branche und weiteren betroffenen Akteuren.
- die grundsätzliche Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion der Netzentgelte sowie die Anerkennung weiteren Untersuchungsbedarfs bei der Einführung dynamischer Netzentgelte.
- die gegenüber früheren Verfahrensständen erfolgte Stärkung und Präzisierung des Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen, Windenergieanlagen und Stromspeicher.
- den Verzicht auf Arbeitspreise für netzgekoppelte Batteriespeicher und Elektrolyseure sowie die grundsätzliche Möglichkeit, Co-Location-, Überbauungs- und geteilte Netzanschlusskonzepte abzubilden.

Wir kritisieren/lehnen ab:

- die ungekappte und schwer prognostizierbare Belastung durch kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte, die Finanzierungskosten, EEG-Finanzierungsbedarf und Verbraucherbelastungen erhöhen kann.
- dynamische Netzentgelte für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen.
- den pauschalen Prosumeraufschlag – er ist weder verursachergerecht noch systemdienlich, belastet kleine Anlagen überproportional und setzt keinen Anreiz für eine netzdienliche Nutzung.
- die kumulative Belastung durch Kapazitätsentgelte, Baukostenzuschüsse und weitere Entgeltbestandteile sowie den unzureichenden Schutz geplanter Projekte.

Wir fordern:

- die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ausgestaltung eines Kapazitätspreises mit dem Schwerpunkt einer Finanzierungsfunktion nach oben hin zu deckeln.
- einen erweiterten Vertrauensschutz für Windenergie-, Biogas-, Speicher- und Elektrolyseurprojekte.
- Baukostenzuschüsse als Alternative zu kapazitätsbasierten Einspeisenetzentgelten für dargebotsabhängige Erzeuger zu prüfen und eine kumulative Belastung auszuschließen.

Wir regen an:

- die Netzentgeltreform noch stärker an Kostenreflexivität, Transparenz, Investitionssicherheit und Netzdienlichkeit auszurichten.
- einen kalkulierbaren Kapazitätspreis mit Obergrenze von 4,5 €/kW p.a. und anlagenbezogener Preisfixierung bei Einreichung der vollständigen Genehmigungsunterlagen.

- eine einfache Abrechnung am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt sowie ein Wahlrecht bei der Bestellkapazität von Speichern.
- Die Prosumer über angemessene Einspeisenentgelte zu beteiligen, anstatt ein eigenes neues Instrument zu etablieren.

1. Grundsätzliche Bewertung der AgNes-Systematik

1.1.Vorbemerkung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) bedankt sich für die Möglichkeit, zum Festlegungsentwurf (FLE) der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes), Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3, Stellung zu nehmen. Dem FLE ging ein ausführlicher Austausch mit der Branche und weiteren Stakeholdern in mehreren Diskussionspapieren und Branchendialogen voraus. Wir möchten dieses vorbildliche Vorgehen eingangs explizit lobend hervorheben und würden es ausdrücklich begrüßen, wenn sich hieraus ein neuer Standard entwickeln würde.

Der Entwurf folgt im Wesentlichen dem Zwischenstand vom Mai 2026. Für Erneuerbare Erzeugungsanlagen bleibt es bei einem bundeseinheitlichen kapazitätsbezogenen Einspeiseentgelt ab dem 01. Januar 2029. Die Berechnung soll dabei auf einem rollierenden Zeitraum von fünf Jahren beruhen. Einbezogen werden jeweils 50 Prozent der bundesweiten Regelennergie- und Verlustenergiekosten der Übertragungsnetzbetreiber, hinzu kommt ein Sockelbetrag von 0,50 €/MWh. Der so ermittelte Betrag wird auf die addierten Leistungswerte aller zahlungspflichtigen Erzeugungsanlagen bezogen.

Für dynamische Netzentgelte und Baukostenzuschüsse (BKZ) sind eigene Verfahren vorgesehen. Das schafft zunächst eine klare Abgrenzung, aber bedeutet auch verpasste Chancen hinsichtlich der Anreizwirkung. Für den Ausbau Erneuerbarer Erzeugungsanlagen wird entscheidend sein, wie diese Verfahren später mit Einspeisenentgelten zusammenwirken.

Für Bestandsanlagen sowie für Neuanlagen, die noch im Jahr 2026 an einer Ausschreibung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz teilnehmen, ist eine Befreiung von den kapazitätsbezogenen Netzentgelten für höchstens 20 Jahre ab Inbetriebnahme vorgesehen. Der 1. Januar 2027 soll als Tag der Bekanntgabe der Festlegung maßgeblich sein. Bei Erneuerbaren Erzeugungsanlagen soll die Gebotsabgabe als endgültige Investitionsentscheidung (Final Investment Decision – FID) gelten. Zusätzlich muss die jeweilige Anlage bis zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden; im Übrigen sollen die Realisierungsfristen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten.

Die Regelung zu Einspeisenentgelten im vorgestellten FLE erhöhen den finanziellen Aufwand von EE-Projekten, während seine konkrete Höhe aufgrund der Kostenbestandteile und der rollierenden Berechnung nicht verlässlich prognostiziert werden kann. Dies führt zu Risikoaufschlägen, erhöht die Finanzierungskosten und kann die Umsetzung von Projekten erschweren. Die Kostenbelastung muss daher zumindest so begrenzt werden, dass eine belastbare Kalkulation über die Finanzierungs- und Betriebsdauer möglich ist.

Auch die Übergangs- und Vertrauensschutzregelungen reichen hierfür noch nicht aus. Zwar erkennt der BEE an, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) einzelne Punkte gegenüber früheren Verfahrensständen klargestellt und der Branche teilweise entgegengekommen ist. Der Kreis der geschützten Neuanlagen bleibt jedoch eng begrenzt, die Befreiung ist insbesondere für Bestandsanlagen auf höchstens 20 Jahre beschränkt, und die künftige Entgelthöhe bleibt nicht ausreichend vorhersehbar. Zusammengenommen erschwert dies die Finanzierung

Erneuerbarer Erzeugungsanlagen erheblich, da Projektentwickler, Investoren und finanzierende Institute die wirtschaftliche Tragfähigkeit über lange Zeiträume bewerten müssen.

Besonders kritisch blickt der BEE auf die geplanten dynamischen Netzentgelte für Erzeuger. Solange deren Methodik, Höhe und mögliche Schwankungsbreite nicht feststehen, lassen sich die Folgen für langfristige Finanzierungsmodelle nicht belastbar abschätzen. Dynamische Netzentgelte sind daher für dargebotsabhängige Erzeuger abzulehnen, da sie zu unkalkulierbaren oder unverhältnismäßigen Belastungen führen, die Finanzierung bereits geplanter oder in Umsetzung befindlicher Erneuerbarer Erzeugungsanlagen nachträglich beeinträchtigen können und eine Strompreisverzerrende Wirkung entfalten können – die durch das Mandat der BNetzA nicht gedeckt ist. Der BEE fordert deshalb eine Ausweitung des Vertrauensschutzes sowie dauerhaft planbare Kostenbelastungen.

1.2. Leitbild und Grundsätze einer Netzentgeltreform

Der BEE bekräftigt Eingangs seine bisherigen Positionen bzw. die aus seiner Sicht notwendigen Anforderungen an ein Leitbild für eine gerechtere und wirkungsvolle Netzentgeltregulierung. So muss eine geeignete Netzentgeltsystematik in ihren Grundsätzen kostenreflexiv, transparent, diskriminierungsfrei und rechtssicher sein. Dabei reizt sie durch geeignete räumliche und zeitliche Preissignale netz- und systemdienliches Verhalten wirksam an, anstatt vorrangig die Finanzierungsbasis der Netzentgelte zu verbreitern. Erzeugungsanlagen, Speicher, Elektrolyseure, Prosumer und Verbraucher werden entsprechend ihrer jeweiligen technischen Eigenschaften sowie ihrer tatsächlichen Netz- und Systemwirkung differenziert behandelt. So lassen sich Netz- und Systemkosten einsparen. Zeitgleich müssen Flexibilität und Sektorenkopplung gestärkt, Investitionen durch verlässlichen Vertrauens- und Bestandsschutz abgesichert und die Umsetzung schrittweise, transparent sowie unter Berücksichtigung der digitalen und administrativen Voraussetzungen ausgestaltet werden.

Diese Anforderungen sind umfangreich und komplex in ihrem Zusammenwirken. Doch die Möglichkeiten, welche eine so ausgestaltete Regulierung bietet, hätten dem System und seinen Nutzern einen entsprechenden Gegenwert gegeben.

Der von der Bundesnetzagentur vorgelegte Festlegungsentwurf erfüllt leider nur die wenigsten dieser Anforderungen. Der BEE kann zwar den Kerngedanken einer möglichst einfachen Regelung in vielen Instrumenten des FLE wieder- und anerkennen, jedoch leidet oftmals die Anreizwirkung unter nicht konsequent zu Ende geführten Vorschlägen, oder durch Unterkomplexität der Instrumente.

Der BEE hat im AgNes-Prozess und den vielen Branchenworkshops und Stellungnahmen immer wieder die Grundsätze der Ausgestaltung von wirkungsvollen Instrumenten dargestellt. Dabei wurde immer betont, dass vor allem die Anreizwirkung die Eignung eines Instruments bestimmen sollte. Auch wenn diesen Darstellungen unverständlicherweise wenig Beachtung seitens der Regulierungsbehörde geschenkt wurden, sollen sie hier nochmals erwähnt werden.

Die Finanzierungs- und Anreizfunktionen eines Netzentgelts müssen verhältnismäßig sein und sollten zusammenpassen – es darf keine die Wirtschaftlichkeit gefährdende Kumulation verschiedener Entgeltinstrumente geben. Die reine Verlagerung von Netzkosten vom Letztverbraucher auf Erzeuger oder Speicher erzeugt dabei aus BEE-Sicht keinen

volkswirtschaftlichen Nutzen, i.S. der Systemkostenoptimierung. Die neue Netzentgeltsystematik darf die Finanzierbarkeit von EE nicht gefährden, denn ohne Finanzierung verfehlen wir die Ausbauziele. Dieser Grundsatz, insbesondere im Hinblick auf die jüngsten Gesetzesentwürfe aus dem BMWK – das Netzanschlusspaket und die EEG-Novelle sind hier angesprochen – veranlasst zu einem eindringlichen Appell. Der BEE fordert die BNetzA dazu auf, Netzentgeltregulierung und Gesetzgebung zusammen zu betrachten und die Auswirkungen auf EE gesamtheitlich zu berücksichtigen.

2. Investitionssicherheit und Bestandsschutz

Der BEE begrüßt, dass die Bundesnetzagentur den Vertrauensschutz für Erzeugungsanlagen und Stromspeichersysteme gegenüber früheren Verfahrensständen gestärkt hat.¹ Die vorgesehenen Anpassungen gehen jedoch noch nicht weit genug, um bereits getätigte Investitionen und eingegangene vertragliche Verpflichtungen hinreichend abzusichern und eine Gefährdung der betroffenen Projekte auszuschließen. Aus Sicht des BEE müssen daher insbesondere die Übergangsregelungen weiterentwickelt werden.

Übergangsregelungen bei Windenergieanlagen

Die vorgesehene Übergangsregelung greifen hier insgesamt zu kurz. Zwar sollen Bestandsanlagen sowie bestimmte Neuanlagen für höchstens 20 Jahre ab Inbetriebnahme von den kapazitätsbezogenen Netzentgelten befreit werden. Windenergieanlagen können jedoch auch über den Förderzeitraum von 20 Jahren hinaus technisch und wirtschaftlich betrieben werden. Viele Projekte werden mit einer längeren Betriebsdauer geplant - gerade die späteren Betriebsjahre sind aber für ihre Refinanzierung von erheblicher Bedeutung. Zudem können ausgeführte Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Versorgung der Industrie mit Grünstrom über PPAs leisten. Eine nachträgliche Belastung dieser Anlagen mit bei der ursprünglichen Finanzierung nicht absehbaren Netzentgelten kann daher dazu führen, dass wirtschaftlich weiterhin nutzbare Windenergieanlagen vorzeitig stillgelegt werden müssen. Der BEE spricht sich deshalb dafür aus, die zeitliche Begrenzung auf 20 Jahre zu streichen und die Netzentgeltbefreiung für die gesamte Betriebsdauer zu gewähren.

Darüber hinaus entstehen insbesondere bei Windenergieprojekten bereits lange vor der Teilnahme an einer Ausschreibung erhebliche Kosten und vertragliche Bindungen. Hierzu zählen insbesondere Genehmigungs- und Planungskosten, unverbindliche Netzanschlusszusagen, Vorverträge zur Anlagenbestellung sowie Investitionen in eigene Umspannwerke. Besonders kleine Akteure und Bürgerwindprojekte müssen häufig frühzeitig

¹ Zugleich besteht aus Sicht des BEE Klärungsbedarf, da die Begründung des Festlegungsentwurfs hinsichtlich der maßgeblichen Frist für die Ausschreibungsteilnahme von der Regelung im Tenor abzuweichen scheint. S. 190, Punkt 22.3, Nr. 508 sieht für die „Anwendung der Übergangsvorschriften eine verbindliche Gebotsabgabe bis zum 04. August 2029“ vor. Der Tenor wiederum beschreibt Windenergieanlagen dann von Netzentgelten zu befreien, wenn sie vor der Bekanntgabe der Festlegung an der Ausschreibung teilnehmen – also vor dem 1.01.2027. Der BEE bittet die BNetzA hier um Klarstellung und bezieht sich bei der weiteren Bewertung daher auf den Tenor und geht von einem redaktionellen Versehen aus.

erhebliche Vorleistungen erbringen und verfügen aufgrund geringerer Bestellmengen über einen geringeren Verhandlungsspielraum gegenüber Anlagenherstellern. Bleibt der Zuschlag aus, kann sich dadurch die gesamte wirtschaftliche Grundlage eines langfristig vorbereiteten Projekts verändern. Vor dem Hintergrund langer Genehmigungszeiträume sollte die Netzentgeltbefreiung daher auch auf Windenergieprojekte ausgeweitet werden, die bis zum 01. Januar 2029 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten. Die bestehende Realisierungsfrist bis zum 4. August 2029 sollte dabei beibehalten werden.

Übergangsregelungen bei Batteriespeichersystemen (BESS)

Auch für Stromspeichersysteme ist eine weitergehende Absicherung erforderlich. Der BEE bewertet es daher positiv, dass die BNetzA den Vertrauensschutz für Stromspeicheranlagen ausgeweitet und die Fortgeltung der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG für Bestandsanlagen im Vergleich zu ihren ursprünglichen Überlegungen klargestellt hat. Für geplante Speicherprojekte soll eine Befreiung von den kapazitätsbezogenen Netzentgelten für höchstens 20 Jahre ab Inbetriebnahme möglich sein, sofern die FID bis zum 01. Januar 2027 getroffen wurde, wobei der Nachweis darüber bis zum 31. März 2027 gegenüber dem Netzbetreiber erbracht werden muss.

Die Präzisierung des Begriffs der FID ist aus Sicht des BEE grundsätzlich sachgerecht. Sie reicht jedoch nicht aus, um für alle weit fortgeschrittenen Speicherprojekte die notwendige Investitionssicherheit zu schaffen. Vor diesem Hintergrund sollten auch Projekte erfasst werden, für die bis zum 01. Januar 2027 Bestellverträge mit aufschiebender Wirkung über mindestens 50 Prozent des Investitionsvolumens abgeschlossen wurden. Solche Verträge verursachen bereits Kosten, begründen wirtschaftliche Verpflichtungen und dokumentieren eine ernsthafte Realisierungsabsicht. Dies gilt insbesondere für Vorhaben, bei denen die endgültige Netzanschlusszusage oder die Flächensicherung noch aussteht. Ein relevantes Missbrauchsrisiko ist nicht zu erwarten, da die Befreiung weiterhin an die Verpflichtung geknüpft werden kann, die Speicheranlage bis zum 04. August 2029 in Betrieb zu nehmen. Der BEE fordert daher, den Vertrauensschutz für BESS entsprechend auszuweiten, um die notwendige Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Die Schutzlücke bei Biogasanlagen muss geschlossen werden

Der im FLE vorgesehene Bestandsschutz bezüglich der Befreiung vom kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt weist eine gravierende Schutzlücke bei Biogasanlagen auf, die es dringend zu beheben gilt.² Zwar sieht die Regelung grundsätzlich eine Befreiung für die Dauer von 20 Jahren ab Inbetriebnahme vor, diese Frist führt jedoch bei Bestandsanlagen mit früherem Inbetriebnahmedatum zu einer systematischen Benachteiligung. Wie bereits für Windenergieanlagen angeführt, werden auch Biogasanlagen i.d.R. deutlich länger als 20 Jahre betrieben.

Anlagen, die vor 2009 in Betrieb genommen wurden, haben ihren 20-jährigen Schutzzeitraum also bereits vor dem Inkrafttreten der AgNes-Regelungen am 01. Januar 2029 vollständig durchlaufen. Trotz jahrelanger verlässlicher Stützung der Verteilnetze und bestandener Umstellung auf flexible, marktgeführte Stromeinspeisung stehen diese Post-EEG-Anlagen ab

² Vgl. BNetzA (2026): Festlegungsentwurf AgNes, Tenor Ziffer 17.4.

2029 ohne jeglichen Vertrauensschutz da. Sie werden also unmittelbar mit den neuen Einspeiseentgelten belastet. Diese Regelung konterkariert den politischen Willen zum Erhalt und zur Flexibilisierung der Biogasbestandsflotte. Betreiber, die im Rahmen von Anschlussregelungen oder der freien Vermarktung weiter in den Fortbetrieb und die Flexibilität ihrer Anlagen investiert haben, werden finanziell unerwartet belastet. Der BEE fordert daher eine angemessene Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele hinsichtlich der Flexibilisierung im gesamten System, bzw. die Ausweitung des Bestandsschutzes für Biogasanlagen. Eine Netzentgeltbefreiung sollte sich also analog zu Windenergieanlagen auf die gesamte Betriebsdauer erstrecken.

Die 50 Prozentschwelle ist nicht für alle Anlagentypen verhältnismäßig

Elektrolyse- und BESS-Projekte sind i.d.R. Großprojekte, bei denen bereits verbindliche Bestellungen über 20 Prozent des Investitionsvolumens erhebliche Vermögensdispositionen darstellen. Ein Ernsthaftigkeitsnachweis der Projektumsetzung ist so zu belegen. Elektrolyseprojekte sind zudem regelmäßig staatlich gefördert, sodass bei Abbruch Rückforderungen von Fördermitteln drohen. Der BEE empfiehlt hier die Schwelle entsprechend der Investitionsvolumina anzupassen.

Vertraulichkeit der einzubringenden Nachweise berücksichtigen

Der Nachweis der endgültigen Investitionsentscheidung erfordert die Vorlage von EPC-, Liefer- und Bestellverträgen mit hochsensiblen Preis- und Konditionsinformationen gegenüber dem Netzbetreiber. Die Festlegung sollte daher verbindlich regeln, dass der Netzbetreiber die Unterlagen ausschließlich zum Nachweiszweck verwendet und vertraulich behandelt, dass der Anlagenbetreiber die Vorlage vom Abschluss einer Vertraulichkeitsvereinbarung abhängig machen kann und dass Unterlagen in geschwärzter Form vorgelegt werden dürfen, soweit die Nachweisführung dadurch nicht beeinträchtigt wird. Dies ist auch vor dem Hintergrund von Vertraulichkeitsvereinbarungen relevant, die Anlagenbetreiber mit ihren Lieferanten schließen bzw. schon geschlossen haben. Es ist in der Praxis üblich, dass vertrauliche Informationen aus z.B. Verträgen nur dann an Dritte herausgegeben werden dürfen, wenn diese vergleichbaren Vertraulichkeitsverpflichtungen unterliegen, wie die Parteien selbst. Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, Netzbetreibern Verpflichtungen zur Wahrung der Vertraulichkeit aufzuerlegen, um den Anlagenbetreiberin die Nachweisführung zu ermöglichen.

3. Netzentgelte für Erzeuger

3.1. Differenzierung der Erzeugungstechnologien

Der BEE spricht sich nach wie vor dafür aus, unterschiedliche Flexibilitätspotenziale und Restriktionen der verschiedenen Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen. Es kann keine einheitliche „One-size-fits-all“-Lösung geben. Um für das Gesamtsystem sinnvolle

Technologien und Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite nicht zu verhindern, gilt es also zwischen den dargebotsunabhängigen Erzeugungstechnologien (z. B. Biogas, Wasserkraft) und den dargebotsabhängigen (PV und Wind) zu differenzieren.

Zusätzlich existieren noch weitere hybride Nutzungskonzepte, welche die BNetzA anscheinend nicht bei der Planung der kapazitätsbasierten ENE berücksichtigt hat. So wäre Bspw. eine undifferenzierte Bepreisung der Netzanschlusskapazität bei stromerzeugenden Holzenergieanlagen äußerst problematisch. Insbesondere bei Holzenergie-KWK-Anlagen deren vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität nicht zwangsläufig durch das Einspeiseverhalten widerspiegelt wird, sondern vielmehr Teil eines wärmegeführten Versorgungskonzeptes ist, sind durch die Vorschläge in ihrer wirtschaftlichen Grundlage gefährdet. Pauschale ENE können also zu Fehlanreizen führen und die Wirtschaftlichkeit systemdienlicher, erneuerbarer Erzeugung beeinträchtigen.

3.2. Kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte

Der BEE lehnt ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt in der vorgesehenen Ausgestaltung nach wie vor ab. Die geplante Entgeltkomponente beruht zu wesentlichen Teilen auf variablen und nicht gedeckelten Kosten für Regelenenergie und Verlustenergie. Ihre tatsächliche Höhe steht daher nicht von vornherein fest und kann sich jährlich verändern. Die erwartete Belastung von anfangs etwa 4 bis 7 €/kW p.a. stellt dabei keine verbindliche Obergrenze dar. Auch ein rollierender Fünfjahreszeitraum schafft keine ausreichende Sicherheit für die langfristige Projektkalkulation, da der Effekt bereits eines besonderen Wetterjahres erhebliche Auswirkung auf den Bedarf an Verlustenergie hat.

Finanzierungsrisiko begrenzen und Systemdienstleistungen berücksichtigen

Die fehlende Prognostizierbarkeit erhöht zudem projektspezifische Hurdle Rates und führt zu zusätzlichen Risikoaufschlägen bei der Finanzierung. Dadurch steigen die Kapitalkosten und die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren-Energie-Projekten wird beeinträchtigt. Betroffen sind sowohl EEG-geförderte Anlagen als auch Projekte, die über PPAs oder eine sonstige Direktvermarktung finanziert werden. Bei geförderten Anlagen müssen die zusätzlichen Kosten in die Ausschreibungsgebote einfließen, was den EEG-Finanzierungsbedarf erhöhen würde. Der von der BNetzA vorgeschlagene Preiskorridor angewendet bei allen PV-Freiflächenanlagen, würde bereits zu einer deutlichen Erhöhung der Stromerzeugungskosten von ca. 0,3 – 0,6 ct/kWh führen. Diese erhöhten Kosten finden sich dann zu einem großen Teil im EEG-Konto wieder.

Bei nicht geförderten Anlagen erschweren höhere und unsichere Kosten den Abschluss langfristiger Stromlieferverträge. Der BEE verweist an dieser Stelle abermals auf die so besonders belasteten kleineren und mittelständischen Akteure wie Bürgerenergiegesellschaften. Der erwartete Finanzierungsbeitrag der Einspeiseentgelte kann also durch höhere Risiko- und Finanzierungskosten überkompensiert werden. Die Kosten würden zudem zumindest teilweise auf die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher verlagert und könnten zu höheren Strompreisen führen.³ Ein nachhaltiger Entlastungseffekt ist

³ Diesen Wirkungskanal hat auch das von der BNetzA beauftragte Gutachten von consentec und der TU Clausthal bestätigt: „Unabhängig von den konkreten Wirkungsmechanismen ist aus Sicht der Gutachter davon auszugehen, dass die Kostenbelastung

daher nicht zu erwarten. Vielmehr drohen Investitionshemmnisse, eine Gefährdung der Akteursvielfalt und eine Verlangsamung des Ausbaus Erneuerbarer Energien – damit einhergehend ein steigender Strompreis. Sollte an einem kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt festgehalten werden, muss die Kostenbelastung zumindest verbindlich begrenzt und über den gesamten Finanzierungs- und Betriebszeitraum belastbar kalkulierbar sein.

Der BEE spricht sich daher für eine anlagenbezogene Preisfixierung aus – einen transparenten und vorab bestimmten Preiskorridor mit einer verbindlichen Obergrenze. Konkret empfehlen wir eine Obergrenze von ca. 4,5 €/kW p.a.. Ergänzend sollte die Höhe des Entgelts an einen klar definierten anlagenbezogenen Zeitpunkt geknüpft und für den jeweiligen Betriebszeitraum fixiert werden – die Einreichung der vollständigen Genehmigungsunterlagen stellt eine geeignete Marke dar. Dadurch würde ein verlässlicher Anknüpfungspunkt für die Wirtschaftlichkeits- und Worst-Case-Berechnung geschaffen. Risikoaufschläge könnten so begrenzt und bereits genehmigte sowie neu geplante Projekte besser finanziert werden. Auch die Höhe der Risikozuschläge wird so begrenzt, was sich wiederum schonend auf die Zusatzbelastung des EEG-Kontos auswirkt.

Die BNetzA sollte bei der Festlegung über ein kapazitätsbasiertes ENE zumindest aber systemische Leistungen berücksichtigen. Ein Kapazitätsentgelt sollte nach Einschätzung des BEE maximal auf den Viertelstundenmittelwert der Wirkleistung gelten, damit die Erbringung von Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung oder Momentanreserve nicht unattraktiv wird.

Flexibilitäten Berücksichtigen und Wettbewerbsverzerrung ggü. StromVKG-Anlagen verhindern

Ein effizientes und auf Erzeugung aus EE-Anlagen ausgelegtes System benötigt keinen Grundlastanlagenpark, sondern vor allem Flexibilität. Der Gesetzgeber hat diesen Umstand bereits Rechnung getragen und entsprechend bei dargebotsunabhängigen Erzeugern für Biogasanlagen angereizt. Das vorgesehene kapazitätsbezogene Einspeiseentgelt belastet dargebotsunabhängige Erzeugungsanlagen jedoch unabhängig davon, ob sie ganzjährig oder lediglich in wenigen Stunden mit besonders hohem Strombedarf einspeisen. Dadurch werden ausgerechnet solche Anlagen benachteiligt, die ihre Erzeugung flexibilisieren und gezielt auf Zeiten geringer Wind- und Solarstromerzeugung sowie hoher Strompreise verlagern.

Weshalb die BNetzA nun genau dieser Regulierung entgegenwirken will, ist nicht verständlich, zumal der BEE bereits mehrfach im AgNes-Prozess auf diesen Umstand verweisen hat. Biogasanlagen, die gemäß § 50 EEG einen Flexibilitätszuschlag oder eine Flexibilitätsprämie erhalten, verfolgen das Ziel, eine möglichst hohe installierte Leistung vorzuhalten, diese jedoch nur in begrenzten Zeitfenstern mit hoher Residuallast abzurufen. Ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt würde dieses politisch gewollte und energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätskonzept entgegenlaufen und Fehlanreize für eine möglichst hohe Auslastung darstellen. Der BEE erneuert daher seine Kritik an der Einbeziehung von Biogasanlagen in ein

von Einspeisern durch Einspeiseentgelte in hohem Umfang an die Letztverbraucher weitergereicht würde, ganz besonders bei Neuanlagen. [...] Einspeiseentgelte können daher voraussichtlich keinen sehr großen Beitrag dazu leisten, die Verbraucher in ihrer Gesamtheit nachhaltig zu entlasten.“. Vgl. [Consentec, TU Clausthal \(2026\): Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik](#).

kapazitätsbasiertes Einspeisenetzentgelt und fordert eine entsprechende Befreiung. Dabei kann die BNetzA auf die bereits in der Vergangenheit dargelegten Kriterien zurückgreifen.⁴

Das StromVKG definiert bspw. mit dem Aktivierungspreis nach Anlage 7 und den Hochpreisviertelstunden nach § 66 Absatz 2 ein objektives und technologieoffenes Kriterium für versorgungssicherheitsrelevante Zeiträume. Diese Systematik sollte auch bei den Einspeiseentgelten berücksichtigt werden. Einspeisungen dargebotsunabhängiger Erzeugungsanlagen in Hochpreisviertelstunden sollten von Einspeiseentgelten freigestellt und die hierfür vorgehaltene Einspeisekapazität bei der Bemessung kapazitätsbezogener Entgelte nicht berücksichtigt werden. Die Regelung muss unabhängig von einem Zuschlag nach dem StromVKG gelten, da auch bestehende flexible Biogas-, Biomasse- und Biomethananlagen dieselbe versorgungssichernde Leistung erbringen können.

Die andernfalls entstehende Ungleichbehandlung im Vergleich zu Kraftwerken, die über das neue StromVKG gefördert werden, kann nicht im Sinne der Regulierungsbehörde sein. Während fossile oder H₂-ready-Gaskraftwerke im Rahmen des StromVKG Milliardenförderungen für das reine Bereithalten steuerbarer Kapazitäten erhalten und von den Entgeltsystematiken privilegiert abgedeckt werden, würde die BNetzA mit dem AgNes-Entwurf dezentrale, biogene Speicherkraftwerke finanziell schlechter stellen.

Gesamtsystemisch optimal wäre es natürlich, netzdienliche Anlagen generell vom Kapazitätspreis zu befreien oder deutlich zu entlasten – dies könnte bspw. über einen entsprechend ausgestalteten FCA erfolgen. Dabei sind unter netzdienlichen Anlagen alle Anlagen zu verstehen, die weder zusätzlich Kosten für den Netzanschluss verursachen noch die Redispatchkosten erhöhen.⁵

Bemessungsgrundlage bei Anlagen ohne eigenen Netzanschluss

Fehlt eine vertraglich vereinbarte Kapazität, gilt nach Ziffer 9.3 S. 4 die maximale Netzkapazität der Einspeiserichtung aus der Netzanschlusszusage. Für Bestandsanlagen ist das häufig ein historischer Wert oberhalb der heute genutzten Kapazität, der in Verträgen und Projektakten nicht systematisch geführt wird. Der BEE fordert, diesen Umstand zu berücksichtigen und eine einmalige Anpassung der vertraglichen Kapazität ohne Verlust des Vertrauensschutzes und ohne neues Netzanschlussverfahren mit Frist bis Ende 2028 zu ermöglichen.

3.3. Dynamische Einspeiseentgelte

Der BEE begrüßt, dass die Bundesnetzagentur die Einführung dynamischer Netzentgelte in ein gesondertes Verfahren verlagert und damit eine überstürzte Umsetzung vermeidet. Nach den bisherigen Überlegungen könnten dynamische Netzentgelte für Einspeiser frühestens ab 2032

⁴ Vgl. [BEE-Stellungnahme zu Einspeisenetzentgelten](#) Kap. 2.1 „Der BEE schlägt daher vor, installierte Leistung, die einen Zahlungsanspruch für Flexibilität gem. § 50 EEG hat, von der Zahlung eines kapazitätsbasierten Einspeiseentgeltes zu befreien, solange die im EEG festgelegten Voraussetzungen für den Zahlungsanspruch erfüllt sind.“.

⁵ Für nähere Erläuterungen zur Begriffsbestimmung von Netzdienlichkeit, wird auf die BEE Stellungnahmen zum [Diskussionspapier](#), sowie [Einspeisenetzentgelten](#) und [dynamischen Netzentgelten](#) verwiesen.

und spätestens ab 2035 eingeführt werden; für Stromspeicheranlagen ist eine Einführung frühestens ab 2030 und spätestens ab 2033 vorgesehen.

Für dargebotsabhängige Erneuerbare Erzeugungsanlagen lehnt der BEE die Erhebung dynamischer Netzentgelte weiterhin ab. Der BEE hat die Gründe hierfür bereits in früheren Stellungnahmen dargelegt. Die wesentlichen Gegenargumente lassen sich wie folgt zusammenfassen:⁶

- **Begrenzte Steuerungswirkung bei standortgebundenen Anlagen:** Windenergieanlagen sind auf windhöfliche und zugleich genehmigungsfähige Standorte angewiesen. Da die Standortwahl bereits durch das Windenergieflächenbedarfsgesetz, das Referenzertragsmodell und weitere regulatorische Vorgaben beeinflusst wird, kann ein zusätzliches regionales Preissignal den Ausbau nur begrenzt lenken. Die Standortgebundenheit, die die Bundesnetzagentur bei Offshore-Windenergieanlagen als Ausnahmegrund anerkennt, gilt im Grundsatz auch für Onshore-Windenergieanlagen.
- **Fehlende Reaktionsmöglichkeiten dargebotsabhängiger Erzeuger:** Windenergie- und Photovoltaikanlagen können ihre Einspeisung nicht kurzfristig an wechselnde Preissignale anpassen, ohne auf eigentlich nutzbare Strommengen zu verzichten. Stromspeicher und dargebotsunabhängige Erzeugungsanlagen können dagegen grundsätzlich flexibler reagieren; eine undifferenzierte Belastung verschiedener Technologien wird deren unterschiedlichen technischen Möglichkeiten deshalb nicht gerecht.
- **Gefährdung von Erlösen und Investitionen:** Bei dargebotsabhängigen Anlagen führen dynamische Netzentgelte zu zusätzlichen und schwer kalkulierbaren Erlörisiken. Bestandsanlagen können diese Belastungen nicht nachträglich in ihre Finanzierung einbeziehen; kleinere Akteure und Bürgerenergiegesellschaften verfügen zudem häufig nicht über ausreichende Margen oder Portfolioeffekte, um dauerhafte Mindererlöse aufzufangen. Auch bei Neuanlagen erhöhen die Unsicherheiten die Risikoaufschläge und damit die Kapitalkosten sowie den Förderbedarf.
- **Unzureichende Prognose- und Kommunikationsgrundlage:** Ein dynamisches Netzentgelt muss im Voraus festgelegt werden, obwohl Netzengpässe, Marktergebnisse und Wetterbedingungen häufig erst kurz vor dem tatsächlichen Einspeisezeitpunkt verlässlich eingeschätzt werden können. Werden die Signale zu spät oder mit unzureichendem Vorlauf veröffentlicht, können selbst grundsätzlich flexible Anlagen ihre Fahrweise nicht sachgerecht anpassen.
- **Gefahr von Übersteuerung und Preisverzerrungen:** Wegen der begrenzten räumlichen Granularität und der Unsicherheiten bei der individuellen Erlösberechnung besteht die Gefahr, dass nicht nur die zur Engpassbeseitigung erforderlichen Anlagen reagieren. Dies kann zu einer übermäßigen Abregelung führen, den Redispatchbedarf und die Engpassmanagementkosten erhöhen und durch den Entzug von Strommengen aus dem Markt zusätzliche Preisverzerrungen verursachen.

⁶ Vgl. BEE Stellungnahmen [Einspeisenetzentgelte](#) und [dynamische Netzentgelte](#).

- **Kein zusätzlicher Finanzierungsbeitrag ohne echte Netzwirkung:** Bei dargebotsunabhängigen Technologien kann eine dynamische Komponente allenfalls dann sachgerecht sein, wenn sie unmittelbar an einen konkreten Engpass anknüpft. Außerhalb eines solchen Engpasses sollte kein Entgelt erhoben werden; wird ein Engpass tatsächlich entlastet, müsste das Signal eine entsprechende Vergütung auslösen. Nur unter diesen Voraussetzungen entstünde ein konsistenter Anreiz, während eine zusätzliche allgemeine Finanzierungsfunktion die Anlagen lediglich verteuern würde.

Dynamische Netzentgelte drohen damit, einzelne Erzeugungstechnologien wirtschaftlich zu benachteiligen und die Akteursvielfalt zu schwächen. Für ein resilient aufgebautes und finanzierbares Stromsystem werden jedoch alle Erneuerbaren Erzeugungstechnologien benötigt. Der BEE spricht sich daher dafür aus, dynamische Netzentgelte für dargebotsabhängige Einspeiser nicht einzuführen.

Bei dargebotsunabhängigen Erzeugern wie Biogasanlagen oder Wasserkraftanlagen können dynamische Netzentgelte hingegen eine gezielte Anreiz- und Belohnungswirkung für system- und netzdienliche Flexibilität entfalten: Da Biogasanlagen ihren Rohstoff speichern und ihre Stromerzeugung zeitlich steuern können, ermöglichen dynamische Netzentgelte eine Erlösoptimierung genau in den Phasen, in denen dargebotsabhängige Erneuerbare (wie Wind und PV) witterungsbedingt wenig einspeisen und das Netz entlastet werden muss. Anders als bei pauschalen Kapazitätspreisen würden Biogasanlagen so nicht für das Vorhalten hoher flexibler Leistung bestraft, sondern finanziell dafür belohnt, dass sie ihre Einspeisung gezielt in Zeiten hoher Residuallast und regionaler Netzengpässe verlagern. Dynamische Signale schufen damit einen starken wirtschaftlichen Anreiz zur weiteren Flexibilisierung und würden die Rolle von Biogas als verlässliche, steuerbare Säule der Energiewende stärken.

Sollte die Bundesnetzagentur gleichwohl an dynamischen Netzentgelten für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen festhalten, ist ein weitergehender Vertrauensschutz erforderlich. Projekte, die bis zum Inkrafttreten der entsprechenden Folgefestlegung an einer Ausschreibung teilnehmen, sollten von einer später eingeführten dynamischen Netzentgeltkomponente ausgenommen werden. Andernfalls müssten bereits ab 2027 Kosten in Gebote und Finanzierungsmodelle eingepreist werden, obwohl die konkrete Methodik, Höhe und Schwankungsbreite der Entgelte noch nicht feststehen. Bereits die bloße Aussicht auf eine künftige, schwer prognostizierbare Belastung erhöht die Risikoaufschläge und verteuert die Finanzierung. Beispielhaft für diesen Umstand steht folgendes Problem – in Ziffer 12.2 begründet die BNetzA eine verbindliche Pflicht zur Abrechnung dynamischer Netzentgelte, obwohl Preisniveau, regionale Abgrenzung, Symmetrie und Steuerungswirkung nicht bekannt sind und die Beschlusskammer selbst weiteren quantitativen Analysebedarf einräumt.⁷ Der BEE weist darauf hin, dass eine Vorfestlegung vor Abschluss der Kosten-Nutzen-Analyse deren Ergebnis vorwegnimmt. Dies steht im krassen Widerspruch zu Ziffer 12.1, wonach Einführung und Ausgestaltung gesonderten Festlegungen vorbehalten sind. Für Projekte, die zwischen 2027 und 2032 ihre Investitionsentscheidung treffen, ist ein regional und zeitlich variables, vorzeichengerechtes Entgelt unbekannter Höhe nicht kalkulierbar. Die Folge sind also Risikoaufschläge und höhere Kapitalkosten für Speicher- und Erzeugungsprojekte innerhalb dieses Zeitraums. Der BEE weist die BNetzA darauf hin, dass die Grundsatzentscheidung über

⁷ S. [BNetzA \(2026\) AgNes FLE](#), Rn. 443.

Einführung, Adressatenkreis und Zeitpunkt in das gesonderte Festlegungsverfahren nach Ziffer 12.1 gehört und empfiehlt die Streichung von Ziffer 12.2 Sätze 1 und 2, sowie Ziffer 12.3.

Die Bundesnetzagentur sollte zunächst eine umfassende Prüfung der Auswirkungen dynamischer Netzentgelte auf Erzeugungsanlagen durchführen und bis zu deren Abschluss keine nachträgliche Belastung bereits geplanter Projekte zulassen.

4. Überbauung, Co-Location und Mehrfachbelastungen

Der AgNes-Prozess ist eine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik und muss deshalb auch künftige Anlagenkonstellationen angemessen berücksichtigen. Eine konsequente und kostenreflexive Netzentgeltsystematik muss daher effiziente Anlagenkonzepte und -typen wie Überbauung, Speicher und Co-Location ermöglichen und die optimale Nutzung eines bestehenden NVP fördern. Damit netz- und systemdienliche Anlagenkonzepte umgesetzt werden können, darf die Netzentgeltabrechnung aber nicht zu einem Hindernis für die gemeinsame Nutzung eines NVPs werden. Unklare oder übermäßig komplexe Vorgaben könnten Anschlussbegehren erschweren, zusätzliche Unterzähler und Abgrenzungssysteme erforderlich machen und zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten führen. Netzbetreiber und Netznutzer müssen daher frühzeitig und verlässlich erkennen können, wie die Netzentgelte bei unterschiedlichen Kombinationen aus entgeltpflichtigen und entgeltbefreiten Anlagen berechnet werden müssen.

Anlagenkonzepte gemäß ihres systemischen Nutzens berücksichtigen

Eine Beschränkung der Regelungen auf Stromspeicher allein, greift dabei zu kurz. Daher muss bei co-location- und hybriden Konstellationen aus Sicht des BEE eindeutig geregelt sein, dass die dahinterliegenden Marktlokationen (MaLo) eine gemeinsame Entnahmestelle bilden.⁸ Nur so kann sichergestellt werden, dass Netzentgelte nur einmal auf Ebene des Netzanschlusspunktes und nicht je Marktlokation ermittelt und abgerechnet werden. Eine Abrechnung je Marktlokation würde hingegen zu unverhältnismäßigen Doppelbelastungen innerhalb solcher Anlagenkonzepte führen und Überbauungs- und Pooling-Projekte benachteiligen, obwohl die Behörde mit der Bepreisung der vertraglich vereinbarten Kapazität diese ja ausdrücklich fördern will.⁹

Erforderlich ist also ein verbindliches und möglichst einfaches Berechnungssystem für alle relevanten co-location-Konstellationen. Maßgeblich sollte grundsätzlich die am gemeinsam genutzten NVP verfügbare beziehungsweise vereinbarte Leistung sein. Eine ergänzende Zuordnung auf die einzelnen Anlagen könnte anhand vorab bestimmbarer Kriterien wie installierter Leistung und Anlagentyp erfolgen.

⁸ Der BEE bezieht sich hier auf Anlagenkonstruktionen mit Kombinationen von Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern, Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Anlagen hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, jeweils mit eigener Marktlokation.

⁹ Vgl. [BNetzA \(2026\): Festlegungsentwurf AgNes](#), Rn. 386.

Zudem muss ausgeschlossen werden, dass die Summe der Netzentgeltverpflichtungen der hinter einem überbauten Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen auf einer höheren Kapazität beruht, als dort technisch oder vertraglich überhaupt genutzt werden kann. Nur eine transparente, konsistente und technisch anschlussfähige Regelung stellt sicher, dass co-location und Überbauung nicht durch die Netzentgeltsystematik ausgebremst werden.

Die Branche hat bereits einen konkreten Vorschlag für einen entsprechenden Festlegungstenor erarbeitet.¹⁰ Dessen wesentlicher Inhalt ist im Folgenden verkürzt dargestellt:

Netzgekoppelte Energiespeicher könnten ausschließlich ein kapazitätsbezogenes Entgelt auf die vertragliche Netzanschlusskapazität zahlen, während anlagengekoppelte Speicher gemeinsam mit der verbundenen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage abgerechnet und messtechnisch abgrenzbare Rückspeisemengen von Arbeitspreisen befreit werden. Für Elektrolyseure zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff wäre ebenfalls ein reines Kapazitätsentgelt ohne Arbeitspreis vorgesehen. Andere Elektrolyseure sollten hingegen nach den allgemeinen Verbraucherregelungen abgerechnet werden. Für geteilte Netzverknüpfungspunkte mit mehreren Berteibern, sollte ebenfalls ein einheitliches Netzentgelt gelten, das anhand anlagenspezifischer Vergleichswerte gewichtet und auf die beteiligten Anlagen verteilt wird.

Der BEE unterstützt den Vorschlag des Bundesverbands Windenergie und lädt die Regulierungsbehörde abermals zu einem Austausch ein.

5. Verbraucher und Prosumer

5.1. Verbrauchernetzentgelte

Die BNetzA greift die bereits in den Diskussionspapieren dargestellten Überlegungen zu einer Netzentgeltsystematik für Verbraucher im Wesentlichen auf. Der FLE sieht für Verbraucher ein nach Netzebene einheitliches Netzentgeltsystem vor. Für Letztverbraucher in der Niederspannung mit einem Jahresverbrauch bis 100.000 Kilowattstunden soll sich das Entgelt aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis zusammensetzen. Größere Verbraucher sowie Entnahmestellen oberhalb der Niederspannung sollen dagegen einen kapazitätsabhängigen Preis auf die bestellte Leistung und zwei Arbeitspreise zahlen, wobei Mehrverbräuche über der bestellten Kapazität mit einem deutlich höheren Arbeitspreis belastet werden. Diese Differenzierung ist für eine Übergangszeit bis zur besseren Untersuchung über die Wirkung dynamischer Netzentgelte für Verbraucher nachvollziehbar. Allerdings ist zu kritisieren, dass die BNetzA die spätere Einführung dynamischer Netzentgelte für Einspeiser und Speicher bereits konkret angelegt hat, für Verbraucher jedoch grundsätzlich offen bleibt und diese zunächst nur für Elektrolyseure vorsieht. Aus Sicht des BEE besteht gerade bei Großverbrauchern im Industriesektor ein hohes Flexibilitätspotenzial. Eine Ablehnung aufgrund

¹⁰ Für den genauen Wortlaut des Tenorentwurfs verweist der BEE auf die Stellungnahme des BWE zum AgNes FLE.

von Komplexität zeugt von fehlender Ambition und lässt die Blockadehaltung der NB erahnen. Projekte wie SINTEC/NEW 4.0 in Schleswig-Holstein und Hamburg haben bereits gezeigt, dass auch große Verbraucher durchaus in der Lage sind, ihren Verbrauch zu flexibilisieren.

5.2.Prosumer-Aufschlag

Der BEE hat bereits in seinen Vorträgen bei den Workshoprunden der BNetzA in Bonn und in seinen Stellungnahmen wiederholt dargelegt, dass wir die Einschätzungen der BNetzA zur „angemessenen“ Einbeziehung von Prosumern nicht teilen. Ein pauschaler Grundpreisaufschlag für Prosumer ist aus Sicht der Erneuerbarenbranche weder verursachungsgerecht noch systemdienlich und wirkt in der aktuellen Entwurfsfassung sogar diskriminierend.

Eine solche Diskriminierung steht im Widerspruch zu dem Ziel, Bürgerinnen und Bürger stärker an der Energiewende zu beteiligen, und wird die dezentralen Investitionen in Photovoltaikanlagen und Heimspeicher bremsen. Die zusätzliche Verschlechterung der Erlössituation bzw. der Investitionsgrundlage in eine solche Anlage, durch die Regelungsentwürfe in der jüngsten EEG-Novelle zur Direktvermarktungspflicht für kleinere PV-Anlagen, wird diese Entwicklung verstärken. Dabei können Heimspeicher bei geeigneten Rahmenbedingungen Einspeise- und Lastspitzen abfedern und damit Redispatch- sowie Netzausbaukosten reduzieren. Zielführender als ein pauschaler Grundpreis wäre deshalb eine kostenorientierte und diskriminierungsfreie Entgeltgestaltung, die tatsächliche Netznutzung und netzdienliches Verhalten berücksichtigt.

Ein fester Betrag, wie er nun von der BNetzA beispielhaft mit bis zu 100 € p.a. angesetzt wird, bildet weder die tatsächliche Netznutzung noch das konkrete Verhalten der jeweiligen Anlage ab. Zugleich setzt ein solcher Aufschlag keinen Anreiz, die Netzbelastung zu verringern oder Speicher netzdienlich zu betreiben. Der Vorschlag einen pauschalen Prosumeraufschlag unabhängig von der Größe der Erzeugungsanlage und der vereinbarten Bezugs- oder Einspeisekapazität zu erheben, birgt zudem aus juristischer Sicht besondere Probleme. So werden unterschiedliche Nutzergruppen ohne sachlichen Grund gleich belastet. Dies widerspricht einer verursachungsgerechten und diskriminierungsfreien Netzentgeltgestaltung und kann insbesondere bei Bestandsanlagen nachträglich in deren Wirtschaftlichkeit eingreifen. Aus Sicht des BEE ist damit auch der Vertrauensschutz bereits getätigter Investitionen berührt.

Die Belastungswirkung wäre bei kleinen und mittleren Dachanlagen sowie bei gemeinschaftlichen Gebäudeenergieversorgungen besonders hoch. Ein einheitlicher Jahresbetrag kann bei Anlagen mit geringem Eigenverbrauch zu einer erheblichen Belastung je selbst verbrauchter Kilowattstunde führen und die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte gefährden. Größere Prosumer mit höherem Eigenverbrauch oder größeren Verbrauchsmengen würden demgegenüber relativ bessergestellt. Hier zeigt sich also klar der klassische Regressive Effekt einer Pauschalabgabe und es ist unverständlich, wieso die BNetzA diesen billigend in Kauf nimmt. Ein pauschaler Aufschlag könnte so gerade die dezentralen und kleinteiligen Strukturen benachteiligen, die für die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende von besonderer Bedeutung sind.

Mit weiter steigenden Netzkosten würden sich diese Verteilungswirkungen zusätzlich verschärfen. Dies gilt insbesondere für die Niederspannung, in der mit einer deutlichen Erhöhung der Netzentgelte zu rechnen ist.¹¹ Ein daran geknüpfter Prosumeraufschlag würde die Belastung der betroffenen Haushalte, Gebäude und Gewerbebetriebe weiter erhöhen, ohne einen zusätzlichen Beitrag zur effizienten Nutzung des Netzes zu leisten. Der pauschale Prosumeraufschlag sollte daher vollständig gestrichen werden.

Schließlich stellt ein Rechtsgutachten für den BSW-Solar fest, dass der Prosumeraufschlag in der von der BNetzA vorgelegten Form konkret sowohl gegen die Europäische Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie wie auch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie verstößt und in die Gesetzgebungskompetenz des Bundes eingreift.

Wirkungsorientierte Alternative zum Prosumeraufschlag

Eine angemessene Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten muss sich stattdessen an der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes und an der vereinbarten Anschluss- bzw. Einspeisekapazität orientieren. Um den Regelungsaufwand in Grenzen zu halten, empfiehlt der BEE hier eine Orientierung an bereits im FLE selbst dargestellten Modell, bzw. einer Art Rückbesinnung auf bereits in früheren Diskussionspapieren skizzierten Überlegungen. Als beste Alternative sollte geprüft werden, die Schwelle für die Erhebung kapazitätsbasierten Einspeiseentgelts von 30 Kilowatt auf 2 Kilowatt abzusenken. Dadurch könnten auch Prosumer stärker zur Finanzierung der Netze beitragen, ohne kleine Anlagen und gemeinschaftliche Versorgungskonzepte übermäßig zu belasten oder größere Prosumer gegenüber kleineren Anlagen zu begünstigen.¹²

Bisher argumentiert die BNetzA, dass der Kapazitätspreis bei Prosumern nicht angewendet wird, da sie bereits mit dem Prosumernetzentgelt belastet sind. Diese Argumentation lässt sich auch drehen. Wenn eine Anlage bereits ein Einspeiseentgelt entrichtet, sollte im Gegenzug auf ein zusätzliches Prosumernetzentgelt verzichtet werden. Ein solches Modell wäre transparenter und stärker kostenreflexiv, da es an die vereinbarte Anschlussleistung anknüpft.

Auswirkungen auf dezentrale Energiekonzepte

Ebenfalls zu berücksichtigen sind die Auswirkungen des FLE auf die Eigenversorgung und dezentrale Energiekonzepte wie Energy Sharing und die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Letztere wird durch den von der BNetzA vorgeschlagene Form wirtschaftlich unmöglich gemacht und ist deshalb auch rechtlich fragwürdig. Die Ausgestaltung der Netzentgelte darf den dezentralen Ausbau und die Entwicklung neuer Versorgungsmodelle nicht unnötig erschweren oder deren Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen. Zugleich muss sichergestellt werden, dass die Berechnung des Kapazitätsentgelts und des Arbeitspreises am Netzverknüpfungspunkt und nicht an den einzelnen Marktlaktionen (MaLos) der angeschlossenen Anlagen erfolgt. Eine auf die einzelnen MaLos bezogene Berechnung würde das Risiko einer Doppelbelastung erhöhen und Überbauungs- sowie Poolingkonzepte

¹¹ Die [Consentec- und BDEW-Studie zur Entwicklung der Stromnetzentgelte](#) geht von einer Verdoppelung in den nächsten 20 Jahren aus.

¹² Der BEE verweist für eine anschauliche Beispielrechnung zum dargestellten alternativen Prosumernetzentgelt auf die Stellungnahme seines Mitglieds Bundesverband Solarwirtschaft zum AgNes FLE.

gegenüber einer konventionellen Auslegung benachteiligen. Dies wäre insbesondere deshalb problematisch, weil solche Konzepte eine effizientere Nutzung der vorhandenen Netzanschlusskapazität ermöglichen und damit zu einer netz- und systemdienlichen Ausgestaltung des Stromsystems beitragen können.

Zielführender ist es aus Sicht des BEE eine differenzierte Entgeltgestaltung, die netzdienliches Verhalten berücksichtigt und Prosumer nicht allein aufgrund ihrer technischen Ausstattung pauschal höher belastet.

Der BEE verneint die Eignung der im FLE dargelegten Optionen zur angemessenen Einbeziehung von Prosumern – insbesondere den pauschal höheren Grundpreis – ausdrücklich und schlägt die Berücksichtigung geeigneterer Ansätze vor. Dahingehend empfiehlt der BEE seine Darlegungen aus den BEE-Stellungnahmen: [Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten](#) und insbesondere [dynamische Netzentgeltkomponente](#) und verweist für die tiefere juristische Argumentation auf das juristische Gutachten seines Mitglieds Bundesverband Solarwirtschaft BSW e.V. sowie auf dessen Stellungnahme zum AgNes Festlegungsentwurf.¹³

6. Speicher und Elektrolyseure

Die BNetzA sieht in ihrem FLE vor, netzgekoppelte Batteriespeicher mit einem jährlichen, reinen Kapazitätsentgelt auf ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu belegen. Der Kapazitätspreis soll dabei der Höhe des kapazitätsbasierten Einspeiseentgelts für Erzeugungsanlagen entsprechen. Anlagengekoppelte BESS sollen dagegen gemeinsam mit der jeweils verbundenen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage nach deren geltenden Entgeltregelungen abgerechnet werden – messtechnisch abgrenzbare Strommengen, die aus dem Netz bezogen und wieder eingespeist werden, sollen von Arbeitspreisen befreit sein.

6.1. Batteriespeicher

Der BEE sieht die Flexibilisierung als Schlüsselement in der Energiewende und lehnt daher fixe, kapazitätsbezogene Finanzierungsbeiträge für BESS grundlegend ab. Statt einer vorrangig auf die Verbreiterung der Finanzierungsbasis gerichteten Entgeltkomponente bedarf es für diese Gruppe einer konsequent wirkungsorientierten Ausgestaltung, die ihre tatsächliche Netzwirkung abbildet und netzdienliches Verhalten gezielt anreizt. Der Verzicht auf eine Arbeitspreiskomponente für netzgekoppelte Speicher ist daher sachgerecht. Dabei muss die

¹³ S. Bundesverband Solarwirtschaft (2026): Rechtsgutachten.

BNetzA auf eine kohärente Abgrenzung zu den bestehenden Regelungen, insbesondere zur MiSpeL-FL, achten.

Der BEE unterstützt daher grundsätzlich ein Kapazitätsentgelt in Höhe des für Erzeugungsanlagen geltenden Einspeisekapazitätspreises. Ebenso ist es sachgerecht, für Erzeugungsanlagen, Speicher und Elektrolyseure eine einheitliche Höhe des Kapazitätspreises vorzusehen. Klärungsbedarf besteht jedoch bei der konkreten Bemessungsgrundlage.

Besonders kritisch ist, dass BESS als einzige Netznutzergruppe kein Wahlrecht hinsichtlich der zu bestellenden Kapazität erhalten sollen. Auch Speicherbetreiber müssen die Möglichkeit erhalten, ihre Bestellkapazität selbst festzulegen. Bei flexiblen Netzanschlussvereinbarungen darf jedenfalls nur die tatsächlich gesicherte Kapazität entgeltlich berücksichtigt werden. Eine darüberhinausgehende Bepreisung würde die besonderen technischen und vertraglichen Bedingungen flexibler Netzanschlüsse nicht angemessen abbilden.

Darüber hinaus muss eine strukturelle Verzerrung zwischen Stand-alone-Speichern und co-lokalisierten Speichern vermieden werden. Folgendes Beispiel soll die Problematik verdeutlichen:

Nach der vorgesehenen Systematik könnten zwei technisch identische Speicher mit einer Leistung von 50 MW ab dem Jahr 2029 je nach Einbindung entweder mit rund 283.000 Euro jährlich belastet werden oder vollständig von einem Kapazitätsentgelt befreit sein. Entscheidend wäre allein, ob der Speicher an eine geschützte Bestandsanlage angeschlossen ist und die bestehende Kapazität nicht erweitert wird. Betreiber, die über ein Portfolio bestehender Wind- oder Photovoltaikanlagen mit Kapazitätsreserven verfügen, erhielten dadurch über die Laufzeit einen erheblichen strukturellen Kostenvorteil gegenüber reinen Speicherentwicklern ohne eigenen Erzeugungsbestand. Eine solche Ungleichbehandlung würde integrierte Betreiber begünstigen und den Marktzugang eigenständiger Speicherprojekte erschweren.

Für eine adäquate Bemessung des Kapazitätsentgelts sind daher klare und einheitliche Vorgaben erforderlich. Der BEE empfiehlt eine Orientierung an folgenden Grundsätzen:

- (1) Weichen die vertraglich vereinbarte Bezugs- und Einspeisekapazität voneinander ab, ist festzulegen, welche maßgeblich ist; wegen der Anlehnung an das Einspeiseentgelt sollte dies die in Einspeiserichtung vereinbarte Kapazität sein.
- (2) Bei flexiblen Netzanschlussvereinbarungen darf nur die gesichert verfügbare Kapazität bepreist werden.
- (3) Teilen sich mehrere Erzeuger und Speicher einen Netzanschlusspunkt oder sind Bestands- und Neuanlagen angeschlossen, darf nicht die gesamte vereinbarte Netzanschlusskapazität Bemessungsgrundlage sein, sondern nur die tatsächlich am Netzanschlusspunkt gemessene Kapazität und Arbeit.

Abschließend ist eine ausreichende Planbarkeit des Preisniveaus sicherzustellen. Die für Erzeugungsanlagen geltenden Überlegungen zur Begrenzung und Fixierung des Kapazitätsentgelts müssen gleichermaßen auch auf Batteriespeicher angewendet werden. Deren Wirtschaftlichkeit reagiert besonders sensibel auf die Höhe und die Volatilität des Kapazitätspreises. Nur ein transparentes, verlässlich kalkulierbares und an den tatsächlichen Netzwirkungen ausgerichtetes Entgeltsystem schafft die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen und netzdienlichen Ausbau von Batteriespeichern.

6.2. Elektrolyseure

Der BEE empfiehlt Elektrolyseure als flexible Verbraucher in die Netzentgeltanreizsystematik einzubeziehen. Dabei müssen insbesondere Wechselwirkungen zwischen dynamischen Netzentgelten, PPA-Bindungen und bestehenden regulatorischen Anforderungen wie bspw. aus den RFNBO-Kriterien berücksichtigt werden.

So ist sieht der FLE vor, das Sondernetzentgelt nur für Elektrolyseure zu gewähren, die ausschließlich grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen.¹⁴ Eine sachliche Begründung für den Ausschluss einer Mischproduktion ist jedoch nicht ersichtlich. Die Zertifizierung nach der 37. BImSchV kann vielmehr dazu führen, dass einzelne Betriebszustände, etwa An- und Abfahrvorgänge, die Vermeidung von Abschaltungen oder Prozessoptimierungen, vorübergehend nicht als grün oder kohlenstoffarm anerkannt werden. Gleiches gilt für Zeiträume, in denen die Anforderungen an Zeitgleichheit oder Zusätzlichkeit vorübergehend nicht erfüllt sind. Der vollständige Verlust der Privilegierung für ein gesamtes Kalenderjahr bei lediglich geringfügigen Abweichungen wäre unverhältnismäßig und würde den Betreibern ein nicht beherrschbares wirtschaftliches Risiko auferlegen. Dies könnte die Finanzierung von Elektrolyseprojekten erheblich erschweren. Erforderlich ist daher ein angemessenes Toleranzband, innerhalb dessen nicht zertifizierte Mengen unschädlich bleiben. Wird dieses Toleranzband überschritten, sollte nicht der vollständige Anspruch für das gesamte Kalenderjahr entfallen. Stattdessen sollten lediglich die nicht zertifizierten Mengen nach Tenor 11.2 abgerechnet werden. Zudem ist klarzustellen, ab welchem Zeitraum eine Änderung der Zertifizierung nach Satz 5 entgeltwirksam wird. Nur eine solche abgestufte Regelung trägt den tatsächlichen Betriebsbedingungen von Elektrolyseuren Rechnung und vermeidet unverhältnismäßige Folgen.

Darüber hinaus verkürzt das zusätzliche Erfordernis einer endgültigen Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe der Festlegung den gesetzlich angelegten Vertrauensschutz nach § 118 Abs. 6 Satz 1 und 7 EnWG. Die gesetzliche Regelung knüpft die Befreiung von Elektrolyseuren allein an deren Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029. Projekte, die bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb gehen sollen, müssen ihre Komponenten bereits frühzeitig bestellen und entsprechende wirtschaftliche Verpflichtungen eingehen. Das zusätzliche FID-Kriterium geht daher an der Praxis vorbei und kann Betreiber zudem dazu zwingen, zur Darlegung eines Vermögensschadens Pönalregelungen in Verträge aufzunehmen.

Da es sich um eine begrenzte Zahl von Projekten handelt, die regelmäßig bereits mehrere Jahre Planung voraussetzen, ist ein relevantes Mitnahme- oder Missbrauchsrisiko nicht zu erwarten. Das Inbetriebnahmedatum stellt aus Sicht des BEE daher ein objektives und ausreichendes Kriterium für den Vertrauensschutz dar. Auf das zusätzliche Erfordernis einer endgültigen Investitionsentscheidung sollte verzichtet werden. Dies würde zugleich den Nachweisaufwand für Betreiber und Netzbetreiber reduzieren und die gesetzlich vorgesehene Investitionssicherheit gewährleisten.

¹⁴ S. BNetzA (2026) AgNes FLE, Rn. 438.

7. Baukostenzuschuss BKZ

Die BNetzA weist darauf hin, dass Baukostenzuschüsse (BKZ) außerhalb des laufenden AgNes-Verfahrens weiterverfolgt werden und der FLE hierzu keine konkreten Vorgaben noch Angaben zum weiteren Zeitplan macht. Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, dass im aktuellen Verfahren noch keine abschließende Regelung zu Baukostenzuschüssen getroffen wird. Der BEE lehnt jedoch die unverhältnismäßige Mehrfachbelastung durch kumulative Instrumente wie BKZ, Einspeisenetzentgelte und die in Gesetzesvorhaben skizzierten Abgaben wie den Redispatch-Vorbehalt grundlegend ab.

Hingegen teilen wir die von der BNetzA noch in den Orientierungspunkten Einspeiseentgelte getätigte Einschätzung, dass BKZ die Kapazitätsentgelte für Einspeiser entbehrlich machen können. Grundlegend spricht sich der BEE für die im Vergleich zu laufenden Kapazitätsentgelten deutlich planbareren und weniger komplexen BKZ aus. Voraussetzung ist allerdings, dass ihre Ausgestaltung die Akteursvielfalt und die Realisierung von Erneuerbaren-Energie-Projekten nicht beeinträchtigt.¹⁵

BKZ sollten daher als gleichwertige Alternative zu Kapazitätsentgelten geprüft werden. Sofern sie zur angemessenen Beteiligung der Erzeugungsanlagen an den Netzkosten ausreichen, sollten sie als einziges Finanzierungsinstrument eingesetzt werden. Der BEE hat bereits in seiner STN zu den [Orientierungspunkten Einspeisenetzentgelten](#) umfassend dargelegt, welche Anforderungen an einen BKZ zu gestellt werden und wie ein entsprechend ausgestaltetes – vorzeichengerecht, regional und technologiedifferenziert – Instrument aussehen könnte.

Falls entgegen rationaler Gründe zur additiven Einführung eines BKZ kommen sollte, so ist es wichtig, dass es sich dann um ein reines Lenkungsinstrument handelt – i.e. positiv und negativ werden kann, so dass es in Summe kostenneutral ist. Ein zusätzlicher BKZ darf Anlagen im Mittel nicht noch weiter belasten.

¹⁵ Nach Einschätzung des BEE stellt ein richtig (für die Kriterien s. BEE Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Einspeisenetzentgelten) ausgestalteter BKZ ausschließlich für dargebotsabhängige Erzeuger ein geeignetes Instrument dar. Für dargebotsunabhängige Erzeuger braucht es hingegen Ausnahmeregelungen. Der BEE hat bereits entsprechende Vorschläge hierzu in besagter Stellungnahme formuliert.

Ansprechpartner:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Paul Jannaschk
Referent für Energienetze und Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123023
paul.jannaschk@bee-ev.de

Weitere Autor*innen

Florian Widdel, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
florian.widdel@bee-ev.de

Guido Erhard, Fachverband Biogas e.V.
guido.erhard@biogas.org

Martin Rothert, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
rothert@bsw-solar.de

Dr. Janna Hilger, Bundesverband WindEnergie e.V.
j.hilger@wind-energie.de

Hannes Moser
h.moser@wind-energie.de

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

18. September 2026