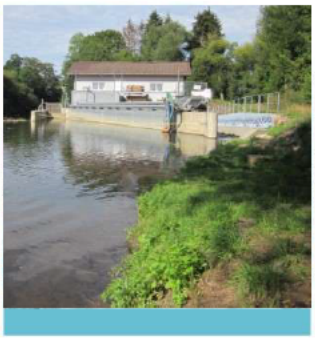
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Stellungnahme

zu den Orientierungspunkten der BNetzA: Einspeiseentgelte im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]

Berlin, 27. März 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ... 2
Das Wichtigste in Kürze ... 3
Vorbemerkungen ... 4
1 Harmonisierung mit bestehenden und geplanten Vorhaben des Gesetzgebers ... 5
1.1 Netzpaket beachten - Abstimmungsbedarf mit dem BMWE ... 5
1.2 Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie – zukünftiges Marktdesign mitdenken ... 6
2 Finanzierungsfunktion ... 6
2.1 Eingriff in Vertrauens- und Bestandsschutz ... 7
2.2 Kapazitätspreis und Kapitalkosten – Finanzierungsrisiko begrenzen ... 8
2.1 Flexibilisierung und dargebotsunabhängige Technologien ... 9
2.2 Fragen der BNetzA ... 10
3 Anreizfunktion ... 12
3.1 Dynamische Entgelte in der Erlössituation ... 13
3.2 Dynamische Entgelte als Investitionshemmnis ... 14
3.3 Engpassprognose und Preisverzerrung ... 15
3.4 PPA ... 17
3.5 Dynamische Entgelte und die Marktkommunikation im Redispatch 2.0 ... 18
4 Baukostenzuschuss - BKZ ... 19
4.1 Grundlegendes Funktionsverständnis ... 19
4.2 Priorisierung der Funktionsweisen des BKZ notwendig ... 20
4.3 Flexibilität fördern statt hindern - falsche Anreizwirkung vermeiden ... 21
4.4 Anforderungen und Vorschläge für einen sachgerechten BKZ ... 22
5 Nutzenanalyse in der Gesamtbetrachtung ... 24
6 Elektrolyseure ... 26
6.1 Systemische Rolle von Elektrolyseuren ... 26
6.2 Differenzierungsbedarf und Vermeidung von Fehlanreizen ... 26
6.3 Begrenzte Eignung dynamischer Einspeisenetzentgelte ... 27
6.4 Standortsignale und Vorrang geeigneter Instrumente ... 27
6.5 Investitionsbedingungen und Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ... 28
Ansprechpartner*innen ... 29

Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- Die Gestaltung des AgNes-Prozesses – besonders die frühzeitige, ergebnisoffene und konstruktive Diskussion.
- Das grundsätzliche Ziel der Netzentgeltreform, die möglichst kosteneffiziente Energiewende.
- Den grundlegend anerkannten Bestandsschutz bei Baukostenzuschüssen.

Wir kritisieren/lehnen ab:

- Den zu starken Fokus auf die Akkumulierung von Finanzierungsbeiträgen in der Netzentgeltreform.
- Eingriffe in Bestandsanlagen verletzen den Vertrauensschutz und gefährden Investitionen.
- Dynamische Einspeisenetzentgelte sind kaum prognostizierbar, besitzen eine zu geringe räumliche Granularität und können so zu Überreaktionen und möglichen Marktverzerrungen führen.
- Einspeisenetzentgelte erhöhen Unsicherheiten für dargebotsabhängige Technologien und treiben so Kapitalkosten und Strompreise für diese deutlich nach oben.
- Bei den dargebots**un**abhängigen Technologien verhindern Baukostenzuschüsse und kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte sowohl eine potentiell netzdienliche Anlagenkonfiguration als auch einen Anlagenbetrieb.
- Die Kombination mehrerer Entgeltinstrumente erhöht Komplexität und Kosten, ohne nachweisbaren Nutzen für Verbraucher zu liefern.

Wir regen an:

- Vollständigen Bestandsschutz für bestehende Anlagen und klare, verlässliche Rahmenbedingungen für neue Investitionen.
- Baukostenzuschüsse für dargebotsabhängige Technologien intensiver zu diskutieren und deren Wirkung als ein zentrales Instrument für Anreiz- und Finanzierungsfunktion weiterzuentwickeln
- Den Fokus bei dynamischen Einspeisenetzentgelten auf dargebots**un**abhängige Technologien zu legen, um einen weiteren Baustein zur Flexibilisierung einzuführen
- Eine differenzierte Ausgestaltung neuer Regelungen nach Technologien sowie Förderung von Flexibilität und netzdienlichem Verhalten / technologische Unterschiede der Erzeuger anzuerkennen und bei neuen Regelungen zu berücksichtigen.

Vorbemerkungen

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) führt unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3 die Reform zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) durch. Nun wurden seitens der Behörde die Orientierungspunkte: Einspeisenetzentgelte veröffentlicht, in denen die Große Beschlusskammer (GBK) die Diskussion um die Frage, ob für Einspeiser ein Netzentgelt erhoben werden sollte, fortsetzt und den aktuellen Sachstand des Prozesses sowie ihre Vorschläge darlegt. Dieses Papier wurde durch einen sehr informativen, durchaus positiven und fruchtbaren Expertenaustausch in Bonn, am 20.02.2026 flankiert.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) bewertet die umfassende Einbeziehung der relevanten Stakeholder äußerst positiv, begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation und dankt der BNetzA für diesen gut gestalteten und offenen Prozess. Die Behörde bestreitet diesen mit großer Sorgfalt und hohem Zeitaufwand. Dadurch konnte sich dieser intensive und so wichtige Dialog mit der Branche entwickeln.

Auch wenn der BEE bei den in dem Orientierungspapier dargsetllten Vorschlägen viele Schwierigkeiten und Risiken für die Branche und das Gesamtsystem sieht, sollen doch auch konstruktive Impulse und Verbesserungsvorschläge gegeben werden. Dahingehend hat diese Stellungnahme den Anspruch, sowohl begründet, kritisch zu hinterfragen und sich gleichzeitig konstruktiv einzubringen. So kann es gelingen eine Netzentgeltreform umzusetzen, die wirklich Anreize setzt und nicht nur umverteilt. Der BEE empfiehlt dabei stets die Orientierung an den folgenden Gestaltungsgrundsätzen. Eine Reform muss einfach sein, i.e. der Fokus muss auf einfachen Instrumenten liegen, die echten Anreiz zu Investitionen und Netzausbau setzen. Die Verbraucher müssen am Ende eine wirkliche Kostenentlastung erfahren. Eine Verlagerung in den Bundeshaushalt ist hingegen eine indirekte Kostenerhöhung. Die Finanzierung von Projekten und deren Umsetzung braucht Planungssicherheit – Unsicherheiten und Volatiltät gefährden diese eher, als dass sie sie fördern. Abschließend müssen stets die Unterschiede in der Erzeugungscharakteristik der Erneuerbaren Erzeuger ausreichend berücksichtigt werden. Dargebotsunabhängige Erzeuger wie z.B. Biogasanlagen, viele Wasserkraftwerke und BHKW unterschieden sich hinsichtlich ihres lang und kurzfristig planbarem Leistungsvermögens signifikat von vollständig oder kurzfristig dargebotsabhängigen Erzeugern wie z.B. Wind- und PV-Anlagen. Sollten beide Erzeugungsklassen regulatorisch gleich behandelt werden, drohen Fehlanreize und Konflikte mit bereits bestehenden gesetzlichen Förder- und Anreizinstrumenten. Die Folge wären wirtschaftlich ineffizientes Verhalten und unnötig hohe Systemkosten.

1 Harmonisierung mit bestehenden und geplanten Vorhaben des Gesetzgebers

Die Vorschläge der BNetzA bedeuten eine umfassende Änderung des gesamten Regulierungsrahmens und haben damit Effekte auf nahezu alle Bereiche des Stromsystems und darüber hinaus. Im Folgenden soll kurz auf die besondere Wechselwirkung auf bestehende und geplante Gesetzesvorhaben hingewiesen werden. Findet hier nicht rechtzeitig die notwendige und sorgfältige Abstimmung statt, drohen schwere Verwerfungen in Markt und Regulierung.

1.1 Netzpaket beachten - Abstimmungsbedarf mit dem BMWE

Die Bundesregierung plant derzeit ein umfassendes Gesetzpaket zur Änderung des EnWG und EEG zu den Themen Netzanschluss und Standortsteuerung – fortan weiter bezeichnet als Netzpaket. Dabei werden durch die Entwürfe des BMWE gesetzliche Instrumente skizziert, die teils die gleichen Intentionen verfolgen, teils ähnliche Wirkungen erzielen sollen, wie sie die BNetzA mit den hier unterbreiteten Vorschlägen zu Einspeisenetzentgelten vorstellt. Der BEE will die Behörde auf diese Überschneidungen aufmerksam machen und für die schwierigen Wechselwirkungen oder aber negativen Interferenzen sensibilisieren. Investitionen, Arbeitsplätze oder Klimaziele dürfen nicht durch mangelnde Abstimmung - gleich durch wen verursacht – leichtfertig aufs Spiel gesetzt werden. Insbesondere bei der Ausgestaltung der Baukostenzuschüsse (BKZ), gilt es die Kompetenzen von Behörde und Ministerium klar zu regeln und einen Wildwuchs an Berechnungsmethoden und Unsicherheiten zu verhindern. Die Verantwortlichkeit der BNetzA für die Ausgestaltung und Umsetzung eines solchen Instrumentes sollte vorangestellt werden.

Die Anforderung an das Leistungsvermögen eines richtig ausgestalteten BKZ und Berücksichtigung möglicher Wechselwirkungen, ist dabei der Standard, an dem sich die Reform der Netzentgeltsystematik wird messen lassen müssen. Bspw. wäre ein pauschaler, stumpf prohibitiver BKZ von der Wirkung her mit dem durch den BEE strikt abgelehnten Instruments des Redispatch-Vorbehalts gleichzusetzen. Vielmehr sollten wirkliche Anreize zur besseren Standortsteuerung und netz- und systemdienlichen Verhaltens bzw. Leistungsvermögens gesetzt werden.

1.2 Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie – zukünftiges Marktdesign mitdenken

Der BEE sieht in der Einführung eines Kapazitätspreises für Erzeugungsanlagen signifikante Preisrisiken für Kapitalkosten und damit Investitionen insgesamt. Hinsichtlich bereits angestoßener und ohnehin teurer Prozesse zum zukünftigen Marktdesign wie der Kraftwerksstrategie und dem Kapazitätsmarkt, sieht der BEE akuten Handlungsbedarf. Die BNetzA sollte bei der Ausarbeitung einer neuen Netzentgeltsystematik die Auswirkungen auf bereits angestoßene Instrumente berücksichtigen – unnötige Mehrkosten müssen unbedingt verhindert werden.[1]

Studien schätzen bei einem Kapitalkostenanstieg um bereits 1%, die jährlichen Mehrkosten für Neubauten innerhalb der Kraftwerksstrategie auf ca. 100 Mio. €. Diese Mehrkosten werden zwangsläufig in die Gebote miteingepreist und verteuern den gesamten Anlagenpark. Die Erhöhung der Investitionskosten schlägt folglich auch auf die Stromgestehungskosten der Anlagen durch, was unmittelbar Auswirkungen auf die Kosten des zukünftigen Kapazitätsmarktes hätte. Kapazitätspreissteigerungen um bis zu 55 €/kW sind zu erwarten.[2] Dabei wären nicht nur fossile Erzeugungsanlagen betroffen, auch die Kosten für dargebotsunabhängige EE-Technologien würde steigen, was zu unnötig hohen Preisen in Zeiten hoher Residuallast auf einem potenziellen Kapazitätsmarkt führen würde.

2 Finanzierungsfunktion

In den hier diskutierten Orientierungspunkten der BNetzA werden insbesondere die Einführung von Baukostenzuschüssen (BKZ) sowie kapazitätsbasierten Einspeisenetzentgelten als mögliche Instrumente zur Erfüllung der Finanzierungsfunktion dargestellt. Beide Instrumente können sich bei nicht sachgerechter Ausgestaltung erheblich nachteilig auf den Betrieb sowohl von dargebotsabhängigen als auch von dargebotsunabhängigen EE-Technologien auswirken.[3]

Eine volkswirtschaftlich effiziente Integration beider Arten Erneuerbarer Energien bedeutet, dass sie sich entsprechend ihrer jeweiligen Stärken im System ergänzen. Der BEE appelliert, immer, die notwendige Sorgfalt walten zu lassen und Unterschiede entsprechend zu berücksichtigen. Die große Stärke der Energiewende war bisher eine dezentrale Struktur unter

[1] Der negative Wirkzusammenhang zwischen einem so erhobenen Kapazitätspreis und der Projektfinanzierung wird in Kapitel 2.2 näher erläutert.

[2] Vgl. frontier economics 2026, Studie zu den möglichen Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten im deutschen Strommarkt.

[3] Der BEE gesteht den BKZ eine gänzlich andere primäre Wirkungsweise bzw. -potenzial als die BNetzA zu und widmet der genauen Analyse ein separates Kapitel - s. Kapitel 4.1 und Kapitel 4.2. Im Folgenden Kapitel wird also hauptsächlich auf den Kapazitätspreis für Anschlussleistung referenziert.

Einbezug der verschiedensten Technologien. Es ist nicht sachgerecht, die Vielzahl der Technologien unter dem Begriff “Erneuerbare Energien” zusammenzufassen und die technologischen Unterschiede, die sich ergänzen, auszublenden.[4]

2.1 Eingriff in Vertrauens- und Bestandsschutz

Die BNetzA hat das Mandat, bzw. den gesetzlichen Auftrag, eine geeignete Netzentgeltsystematik zu erarbeiten. Gleichzeitig soll sie Hürden zur Integration Erneuerbarer Energien abbauen - beide Aufträge gilt es in Einklang zu bringen. Soll also ein breiteres Fundament zur Finanzierung der Netzkosten geschaffen werden, muss dies immer innerhalb rationaler Logik erfolgen und das Ergebnis paretoeffizient sein – Wohlfahrtsverluste dürfen nicht einfach in Kauf genommen werden. Sprichwörtlich gesagt, ist unter dem Strich ein positiver Beitrag zur Kostenreduktion zu erzielen. Verfehlt ein Regulierungsinstrument dieses Ziel, so ist nicht nur seine politische Akzeptanz in Gefahr, sondern, gerade im Hinblick auf zwingendes Unionsrecht- und Verfassungsrecht, auch seine rechtliche Bestandsfähigkeit.

Insbesondere für Bestandsanlagen wurde im geltenden Förderregime, zum jeweiligen Auktionszeitpunkt, der notwendige Betrag an staatlicher Förderung ermittelt, um eine Realisierung der Ausbauziele zu ermöglichen. Eine nachträgliche Veränderung der wirtschaftlichen Grundlagen dieser Bedarfsermittlung greift nicht nur in rechtlich geschützte Positionen der Anlagenbetreiber ein, sie bedeutet auch eine Verschlechterung der kalkulierten Erlösrechnung – daraus folgend auch eine Erhöhung des Förderbedarfs für alle zukünftig zu erfolgenden Investitionsentscheidungen.

Der BEE weist an dieser Stelle ausdrücklich auf die Schwierigkeiten einer nachträglichen Veränderung hin, insbesondere für vom Volumen her kleinere, aber in ihrer Bedeutung für die Energiewende ungemein wichtigen Marktteilnehmer. Gerade Bürgerenergiegesellschaften bzw. Genossenschaften realisieren oft nur ein oder wenige Projekte. Sie können sich daher nicht über künftige Projekte querfinanzieren - auch, da bei ihnen der Kostendruck gegenüber großen Akteuren noch einmal höher ist. Ein Eingriff in den Bestand wäre daher absolut fatal. Insbesondere muss bedacht werden, dass Bürgerenergiegesellschaften mit dem privaten Kapital der Bürgerinnen und Bürger wirtschaften. Nachträgliche Verluste würden die Mitglieder direkt treffen.

Mit dem Verlust des Vertrauens in den Fortbestand der Regulierung werden Risikoaufschläge fällig, die die neu zu veranschlagenden Kosten voraussichtlich überkompensieren.

Ein Instrument, das auf die Akkumulierung von Beiträgen zur Netzkostendeckung abzielt, kann sich also ohne wesentliche Verletzung von Vertrauensschutz der Investition und erheblichen Mehrbedarf an staatlicher Förderung bzw. Steuermitteln, nur auf Neuanlagen beschränken.

[4] Die BNetzA muss etwaige Befürchtungen, eine differenzierte Behandlung aufgrund unterschiedlicher Technologien könnte Marktteilnehmer diskriminieren, in ihren Überlegungen zurückstellen. Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der EU erlaubt ausdrücklich die Differenzierung nach Erzeugerprofilen.

Allein die von der BNetzA getätigte Andeutung eines Eingriffs in den Vertrauensschutz, bzw. die Nennung eines möglichen Zeitpunkts, an dem die Annahme eines sich ändernden Netzentgeltregulierungsregimes bzgl. Einspeisung vom rationalen Individuum antizipiert werden könnte, ist eine unverhältnismäßige Verschiebung der Verantwortung und greift in den Kapitalmarkt ein. Das Regulierungsrisiko zu antizipieren, obliegt dem partizipierenden Individuum, die Verhinderung negativer Wohlfahrtseffekte und vermeidbarer Kollateralschäden dem Planer bzw. der Behörde. Sich an diesem Punkt nicht klar festzulegen und den Markteilnehmern eine einplanbare Regulierungsabsicht zu verwehren, ist nicht nachvollziehbar.

Der BEE spricht sich gegen eine Einbeziehung von Bestandsanlagen in ein ENE-Regime mit Finanzierungsfunktion und für einen vollständigen Bestandsschutz während des Förderzeitraums aus. Sollte die BNetzA ein Finanzierungsinstrument einführen wollen, so darf dies erst ab Inkrafttreten der Regulierung greifen.

2.2 Kapazitätspreis und Kapitalkosten – Finanzierungsrisiko begrenzen

Die BNetzA schlägt entgegen dem Grundmodell mit jährlich frei buchbarerer Kapazitätsbepreisung und zwei zusätzlichen starren Arbeitspreisen vor, nur die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung für Einspeiser mit einem Kapazitätspreis zu belegen. Dieser soll sich gem. Nr. 3 Anhang Teil B VO (EU) 838/2010 an der durch Unionsrecht vorgegebenen Obergrenze für durchschnittliche jährliche ENE im Übertragungsnetz von 0,5 €/MWh orientieren, gleichzeitig aber auch von den „sachlichen“ Ausnahmen Gebrauch machen. So können spezifische Netzverluste und Systemdienstleistungen (Regelenergie) aus dem Übertragungsnetz anteilig und ergänzt um die Kosten der Verteilnetze aufgeschlagen werden. Im Raum steht ein Preiskorridor von 4 bis 7 €/kW, welcher durch die Abstellung auf Verlust- und Regelenergie zeitabhängig wird. Ein so gestalteter Kapazitätspreis schwankt also jährlich und wirkt sich so grundlegend negativ auf Investitionen aus.

Die Variabilität einer Kostenstelle schlägt sich immer durch eine erhöhte projektspezifische Hurdle Rate in der Investitionskalkulation nieder und erhöht so zwangsläufig auch dessen Anforderungen an die Return Rate. Diese Abfolge lässt sich nur adäquat durch steigende Risikoaufschläge darstellen. Die so nun steigenden Kapitalkosten – wie bereits in Kap. 1.2 dargestellt reichen schon geringe Erhöhungen für einen enormen Gesamtkostenaufwuchs – verteuern die Finanzierung des EE-Ausbaus und wirken sich insgesamt negativ auf das Investitionsverhalten aus.

Sollte die BNetzA wirklich ein Finanzierungsinstrument, abgestellt auf eine Kapazitätsbepreisung einführen, so muss diese Volatilität zumindest ansatzweise prognostizierbar und damit einplanbar werden. Nur so könnten Projektierer und Finanzierer wahrscheinlich diese Unsicherheit ohne massive Überreaktionen in den Projektzeitraum bzw. den Finanzierungszeitraum einpreisen. Denkbar könnte hier ein Preiskorridor sein, welcher für fest definierte Laufzeiten durch die BNetzA jährlich herausgegeben wird. Mit der Deckelung nach oben hin könnte eine verlässliche Annahme über die Maximalbelastung des Projekts

getroffen werden. Mit dem Mindestpreis wäre es für die Behörde ebenfalls deutlich einfacher einen Finanzierungsbeitrag zu den Netzkosten abzuschätzen.

2.1 Flexibilisierung und dargebotsunabhängige Technologien

Insbesondere die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Instrumente mit Finanzierungsfunktion haben das Potential, die Betriebskonzepte von dargebotsunabhängigen Technologien zu konterkarieren.

Es wäre jedoch weder sachgerecht noch energiewirtschaftlich sinnvoll systemisch gewünschte Flexibilitätskonzepte durch betriebsverzerrende Kapazitätsentgelte zu konterkarieren. § 50 Abs. 3 EEG verlangt, dass in mindestens 4.000 Viertelstunden pro Jahr eine Stromerzeugung von mindestens 85 % der installierten Leistung erfolgen muss. In Verbindung mit den übrigen Flexibilitätsvorgaben des EEG führt dies faktisch dazu, dass Anlagen entweder vollständig abgeschaltet oder in Volllast betrieben werden müssen. Das beschriebene Betriebsmodell ist damit regulatorisch vorgegeben und nicht frei disponibel. Ein Kapazitätsentgelt würde jedoch genau diese gewollte Betriebsweise bestrafen.

Die Bundesnetzagentur führt im Eckpunktepapier aus, Kapazitätspreise seien für Einspeiser gut planbar und könnten bei Neuanlagen in Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden.

Für den Biogassektor trifft dies jedoch nicht zu. Die Gebotshöchstwerte in den EEG-Ausschreibungen liegen regelmäßig unter dem betriebswirtschaftlich erforderlichen Niveau. Die BNetzA hat selbst anerkannt, dass eine Anhebung im Wege von Festlegungen erforderlich ist. Da eine entsprechende Festlegung zuletzt im Februar 2026 erfolgt ist, ist davon auszugehen, dass die wirtschaftlichen Herausforderungen der Biogasbranche der BNetzA bekannt sind.

Vor dem Hintergrund einer möglichen Einführung eines kapazitätsbasierten ENE, ist bei der Ausgestaltung zwingend eine differenzierte Betrachtung erforderlich, um die politisch gewollte Flexibilisierung von Biogasanlagen nicht unbeabsichtigt wirtschaftlich zu gefährden.

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.

Im Falle eines Verstoßes gegen die mit dem Flexibilitätszuschlag verbundenen Kriterien kann für das jeweils betroffene Jahr die Erhebung eines Kapazitätsentgelts in Betracht gezogen werden.

2.2 Fragen der BNetzA

Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?

Der BEE teilt die Einschätzung der BNetzA hier nicht. Dies ist zu begründen in den bereits dargelegten Verwerfungen die ein solches ENE mit sich bringt. Die Fixkosten der Projekte erhöhen sich und müssen zusätzlich von den Erzeugungsanlagen refinanziert werden. Die negativen Auswirkungen auf Kapitalkosten, Ausschreibungsgebote, Strompreis sowie Kapazitätsmärkte und die Kraftwerksstrategie übersteigen den Nutzen einer breiteren Netzkostenfinanzierungsbasis. Letztlich geraten sogar die Klimaziele in Gefahr, da der EE-Zubau massiv beeinträchtigt werden würde. Nach ersten Berechnungen würde mit der angepeilten Höhe an Kapazitätsentgelten etwa die Hälfte aller Projekte in die Unwirtschaftlichkeit fallen, insbesondere im Süden Deutschlands.

Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoffbasierten Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Eine plausible Einschätzung hängt letztlich von der Form der ENE ab, doch insgesamt ist aus Sicht des BEEs mit signifikanten preisverzerrenden Effekten zu rechnen. Betrachte man allein die Erhöhung des Fixkostenanteils durch einen KP, muss man mit einem deutlichen geringeren Aufwuchs der PV- und Speicherleistung im zukünftigen Stromsystem rechnen. Modellierungen gehen hier von einem Zuwachs der Importmengen um bis zu 20 TWh aus, je nach Szenario.[5]

Sind alle volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

Der BEE verneint die Eignung der bisher durch die BNetzA diskutierten 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.

[5] Vgl. frontier economics 2026, Studie zu den möglichen Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten im deutschen Strommarkt.

Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Der BEE bejaht diese Frage ausdrücklich und sieht im Vertrauensschutz eine zwingende Voraussetzung.

Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Der BEE bewertet die Gesamtwirkung von ENE mit Finanzierungsfunktion überwiegend negativ, da diese zu Planungsunsicherheiten und finanziellem Mehraufwand führen. Die Folge ist immer eine Umverteilung und höhere Strompreise. Zusätzlich geraten die Ausbauziele und deren Geschwindigkeit erheblich unter Druck. Höhere Kosten müssen eingepreist und damit auf den Endkunden umgelegt werden. Im Falle der sonstigen Direktvermarktung (z.B. PPAs) würden höhere Preise den Abschluss von Direktlieferverträgen noch weiter ausbremsen, als es ohnehin bereits der Fall ist.

Im Falle geförderter Anlagen würden ebenfalls Risikoaufschläge in die Gebotshöhe eingepreist werden, was zu höheren Fördersummen und damit einer größeren Belastung für den Staatshaushalt führen würde. Zwar ist der Konkurrenzdruck in den Ausschreibungen derzeit hoch, jedoch dürften die meisten Bieter höhere Kosten in ihre Gebote einpreisen müssen.

Insbesondere kleinere und mittelständische Akteure sowie Bürgerenergiegesellschaften würden hier gegenüber großen Akteuren stärker unter Druck geraten, was nicht zuletzt die Akteursvielfalt gefährdet.

Dahingehend greift die ausschließliche Orientierung an einer Finanzierungsfunktion zu kurz. Nur richtige Anreizsetzung erlaubt es, dauerhaft negative Erlössituationen zu vermeiden und netz- und systemdienlich zu agieren. Ein entsprechend ausgestalteter BKZ könnte womöglich beide Absichten (Anreiz und Finanzierung) erreichen.

3 Anreizfunktion

Der BEE kann der Auffassung der BNetzA mit Einschränkungen zustimmen, dass vorzeichengerechte dynamische Einspeisenetzentgelte geeignet sein können, das Einspeiseverhalten bestimmter Erzeugungstechnologien netzdienlich zu beeinflussen. Doch dabei ist essenziell zu beachten, dass diese Wirkung nur zu erreichen ist, wenn ein solches Preissignal technologisch zwischen dargebots- und dargebotsunabhängigen Technologien differenzieren kann. Ein undifferenziertes dynamisches ENE in Form eines dynamischen Arbeitspreises ist abzulehnen.

Ebenfalls wird die Einschätzung geteilt, dass eine Dynamisierung von Leistungs- oder Kapazitätspreisen keine hinreichend kostenreflexive Anreizwirkung entfalten kann. Bereits eine einmalige Abweichung vom geforderten Verhalten hätte in beiden Varianten zur Folge, dass das gesamte Kalenderjahr so behandelt werden würde, als habe sich die Anlage nicht netzdienlich verhalten. Eine unterjährige Anpassung des Einspeiseverhaltens bliebe damit unberücksichtigt.

Der BEE versteht die Intention der BNetzA, die Ineffizienzen im Netz durch eine Änderung der Fahrweise ansprechen zu wollen, aber es muss beachtet werden, dass die Betriebsweise einer Anlage stets durch ihr technisches und vor allem dargebotsabhängiges Leistungsvermögen bestimmt ist. Folglich ist eine Unterscheidung zwingend. Während bei dargebotsunabhängigen Technologien wie Biogasanlagen eine Anpassung des Einspeiseverhaltens unter Umständen erwartet werden kann, führen entsprechende Regelungen bei dargebotsabhängigen Technologien, wie Wind oder PV, zu erheblichen Finanzierungsrisiken und Mindererlösen bzw. erhöhten Förderbedarf.[6]

Vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung dynamischer Einspeisenetzentgelte, wenn überhaupt nur für dargebotsunabhängige Technologien umsetzbar, sofern die spezifischen Rahmenbedingungen dieser Anlagen angemessen berücksichtigt werden und ihr Flexibilisierungspotenzial dadurch nicht negativ beeinflusst wird. Standortgebundene dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien sollten von dynamischen Arbeitspreisen ausgenommen werden.

Die BNetzA führt zutreffend aus, dass mengenbezogene Entgelte mit Lenkungswirkung eine zeitdynamische und ortsabhängige Komponente enthalten müssen. Dabei ist jedoch klarzustellen, dass dynamische Einspeisenetzentgelte zwingend vorzeichengerecht ausgestaltet sein müssen und eine Verlagerung der Einspeisung auch finanziell in angemessenem Umfang berücksichtigen sollten.

[6] Die investitionshemmende Wirkung wird näher im Kap. 3.1 erklärt. Die preisverzerrende Wirkung wird speziell in Kap. 3.2 weiter ausgeführt.

3.1 Dynamische Entgelte in der Erlössituation

Der Vorschlag der BNetzA unterscheidet nicht zwischen Anlagenleistungsvermögen und auch nicht zwischen dem Investitionszeitpunkt. Anlagen, die bereits vor Einführung eines dynamischen ENE errichtet oder projektiert wurden, haben unter Umstände keine Möglichkeit die Effekte auf ihre Erlössituation zu antizipieren. Aufgrund der unterschiedlichen Anlageneigenschaften und der regulatorischen Rahmenbedingungen ist eine Differenzierung zwischen dargebotsabhängigen Technologien wie Windenergie und Photovoltaik einerseits und dargebotsunabhängigen Technologien wie Wasserkraft oder Biogas notwendig.

Dargebotsabhängige Erzeuger

Dargebotsabhängige Technologien können ihre Betriebsweise ohne zusätzliche Investitionen in Batteriespeichersysteme (BESS) oder Sektorenkopplungstechnologien nur dadurch anpassen, dass auf die Erzeugung von Strommengen verzichtet wird, die eigentlich produzierbar gewesen wären. Sobald eine Anlage errichtet wurde, muss sich ein jedes Instrument daher daran messen, inwiefern eine kontinuierliche Erzeugung der nach dem Dargebot möglichen Mengen ermöglicht wird, bzw. ob der Verzicht auf ihre Erzeugung gerechtfertigt ist.

BESS können die Betriebsweise netzdienlich verändern. Insbesondere bei dargebotsabhängigen Technologien kann die Kombination mit einem Speicher zu einer deutlichen Änderung des Einspeiseverhaltens führen. Die Auswirkungen eines dynamischen ENE auf den Betrieb eines so kombinierten BESS muss also zwingend bedacht werden – es dürfen keine Negativanreize gesetzt werden.[7]

Für dargebotsabhängige Einspeiser wie PV- und Wind-Anlagen ist auch hinsichtlich des Inbetriebnahmezeitpunkts zu unterscheiden. Neu zu errichtende Anlagen haben zumindest theoretisch die Möglichkeit, ein dynamisches ENE mittels worst-case-Kalkulierung in ihrer Investition mit einzubeziehen und somit in der Erlösrechnung zu berücksichtigen. Der dadurch folgende erhöhte Förderbedarf wird hier der Einfachheit halber vorerst vernachlässigt. Bestandsanlagen haben diese Möglichkeit nicht, wodurch eine dauerhafter Mindererlös generiert wird, welcher nicht zu kompensieren ist. Das Förderregime dieser Anlage ist fixiert und es können keine negativen dynamischen ENE „erwirtschaftet“ werden. Gerade kleinere Anlagen von Genossenschaften oder Bürgerenergie-Parks haben nicht den finanziellen Spielraum, bzw. können die Verluste nicht durch Portfolioeffekte abmindern. Diesen Akteuren fehlt hier schlicht ein Puffer in ihren Margen, der eine dauerhafte Erlösminderung wie sie durch ein dynamisches ENE droht, zumindest teilweise auffangen könnte. Zunehmende Marktkonzentration ist so zu erwarten und der BEE bezweifelt, ob dies eine wirklich gewollte Zielwirkung dynamischen ENE sein kann. Ein Eckpfeiler der Energiewende ist Dezentralität und damit verbundene Teilhabe. Für dargebotsabhängige Erzeuger kann der BEE der

[7] Der BEE verweist für die weitere Einschätzung zur geeigneten Einbindung von BESS in eine Netzentgeltsystematik durch ein spezifisches Entgelt auf seine Stellungnahme zu den Orientierungspunkten: Speichernetzentgelte der BNetzA.

Argumentation der BNetzA nicht folgen und lehnt deren Beteiligung durch ein dynamisches ENE ab.[8]

Dargebotsunabhängige Erzeuger

Für dargebotsunabhängige Einspeiser wie Biogas- und Wasserkraftanlagen ist die Wirkung indes eine andere. So können diese Anlagen aufgrund Ihres technischen Leistungsvermögens zur Einspeiseerhöhung und -verlagerung auch auf negative dynamische ENE reagieren bzw. positive vermeiden. Eine gezielte Adressierung des Anlagenfahrplans könnte hier also möglich sein. Jedoch geben die Ausführungen der Bundesnetzagentur, wonach Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion zugleich einen Finanzierungsbeitrag leisten können, Anlass zur Sorge. Es ist zu befürchten, dass selbst bei einer erfolgreichen Verlagerung der Einspeisung aus einem Engpasszeitfenster heraus weiterhin Einspeisenetzentgelte erhoben werden könnten - auch reduzierte Entgelte schlagen sich in der Erlösrechnung wieder - um einen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung zu erzielen.

Ein so ausgelegtes ENE würde auch den Betrieb dargebotsunabhängiger Technologien wie z.B. flexibler Biogasanlagen verteuern, ohne einen zusätzlichen netzdienlichen Effekt zu generieren. Dynamische Einspeisenetzentgelte sollten daher außerhalb konkreter Netzengpässe immer 0 €/MWh betragen. Führt ein netzdienliches Einspeiseverhalten dazu, dass ein im Tagesverlauf auftretender Engpass tatsächlich entlastet wird, muss das Entgelt entsprechend negativ werden und eine Zahlung an den Anlagenbetreiber auslösen. Nur so entsteht ein konsistenter, investitionsrelevanter Anreiz zur Flexibilisierung.

3.2 Dynamische Entgelte als Investitionshemmnis

Insofern Signale, die Erzeugung zu verringern, für einen dargebotsabhängigen Anlagenbetreiber oder Projektierer nicht wirtschaftlich kompensierbar sind, treten neben die unmittelbaren gesamtsystemischen Verluste der entgangenen Strommengen die Folgekosten der verringerten Planungsunsicherheit, durch steigende Finanzierungskosten auf. Ein dynamisches ENE, also ein sich im Zeitverlauf und in der Höhe änderndes Kostenelement, das zudem nicht wirklich glaubwürdig prognostizierbar ist, stellt ein Risiko in der Investitionsberechnung dar.[9] Diese Unsicherheit über die Erlössituation wird nach Einschätzung des BEE zu steigenden Hurdle Rates in den Projekten führen. Die daraus resultierenden steigenden Risikoaufschläge sorgen Projektintern für höhere Anforderungen an das Projekt selbst bzw. an die Internal Return Rates. Extern stellt sich folglich eine Verteuerung der Kapitalkosten ein, was Investitionen in Erneuerbaren Projekte insgesamt unattraktiver macht und verteuert.

[8] Insbesondere die in Kap. 3.3 dargestellte Preisverzerrende Mechanik des vorgeschlagenen dynamischen ENE in Kombination mit den hier dargestellten Wirtschaftlichkeitsproblemen, macht die Ablehnung an dieser Stelle zwingend.

[9] Kap. 3.3 beschreibt die Ursachen und Probleme der unzureichenden Prognosegüte.

Der so wachsende Förderbedarf von Anlagen und damit der Bedarf an mehr Steuermitteln zur Erreichung der staatlichen Ausbauziele, wird nach Einschätzung des BEE den Finanzierungsbedarf der Energiewende in einem deutlich größeren Maß erhöhen, als Kosten durch Beteiligung von Einspeisern eingespart werden können.

3.3 Engpassprognose und Preisverzerrung

Prognosegüte

Um ein wirkungsvolles Signal zur Adressierung bzw. Verringerung eines Engpasses zu senden ist es notwendig, den anzusprechenden Engpass auch möglichst genau vorhersagen zu können. Nun verfügen die ÜNB bereits vor Marktschluss am Day-Ahead Markt über die Fahrplanmeldungen, doch ist dieses Wissen nicht gleichzusetzen mit einer wirklichen Voraussicht. Die BNetzA gesteht selbst zu, dass „d*as Engpassgeschehen...nur relativ kurz vor dem tatsächlichen Einspeisezeitpunkt ausreichend genau prognostizierbar.*“ ist. Es gibt keine sich wiederholenden Muster und so lassen sich Marktergebnisse des Day-Ahead und Intraday-Marktes nur schwer vorhersagen und genau räumlich zuordnen – das europäische Verbundnetz und der grenzüberschreitende Handel wirken zusätzlich erschwerend. All diese Informationen sind aber entscheidend für die Genauigkeit der Engpassprognose und selbst die vier ÜNB führen an, dass sie kein wirksames dynamisches Netzentgelt vor dem Day-Ahead-Marktschluss veröffentlichen können.[10]

Die möglichen und ebenfalls erheblichen Auswirkungen durch eine schlechte Prognosegüte der Wettervorhersage bzw. der Wetterdaten sind hierbei noch nicht einmal beschrieben.

Insbesondere ist fraglich, ob eine Veröffentlichung belastbarer Preissignale rechtzeitig – etwa im Rahmen der Day-Ahead-Auktion – erfolgen kann. Wahrscheinlicher ist, dass die Höhe dynamischer ENE aufgrund unklarer Kommunikationsprozesse nicht oder nur mit unzureichendem zeitlichem Vorlauf bekanntgegeben wird. Selbst Betreiber dargebotsunabhängiger EE-Anlagen hätten dann faktisch keine Möglichkeit, ihre Fahrweise entsprechend anzupassen.

Preisverzerrung durch unzureichende räumliche Granularität

Nicht nur die Prognosegüte ist entscheidend für das Wirken eines dynamischen ENE, sondern auch ob die intendierte Verhaltensänderung tatsächlich umgesetzt werden kann. Der BEE sieht gerade in dieser Annahme eine Fehleinschätzung der BNetzA bzgl. des Leistungsvermögens eine dynamischen Arbeitspreises.

Um dieses Problem zu verstehen, muss man genau betrachten, wie es zur Einsatzentscheidung einer Anlage kommt.[11] Das dynamische ENE soll einen Engpass in einem spezifischen

[10] S. DYNAMISCHE NETZENTGELTKOMPONENTE, KONSULTATIONSBEITRAG DER 4ÜNB ZUM SACHSTANDSPAPIER DER BNETZA.

[11] Es wird hier auf Anlagen im EEG-Förderregime abgestellt.

Netzgebiet durch freiwillige Einspeisereduzierung zum Zeitpunkt des Engpasses verhindern. Für Anlagen vor dem Engpass müsste also das dynamische ENE die Erlöserwartung der Anlage übersteigen, um eine engpassentschärfende Anpassung der Einspeisung anzureizen. Die Erlöserwartungen wiederum, setzen sich aus der Summe von Markterlös und Marktprämie zusammen und hier zeigt sich nun das entscheidende Problem.

Während dynamisches ENE und der Markterlös ex-ante bekannt und kalkulierbar sind, kann die anlagenspezifische Marktprämie, also der Monatsmarktwert nur ex-post ermittelt werden. Dies liegt daran, dass erst bekannt sein muss, wie viel die durchschnittliche, von dieser Anlage erzeugte Kilowattstunde wert war. Der anlagenspezifische Marktwert ist für den Direktvermarkter (DV) entscheidend für die Reaktion der Anlage auf das dynamische ENE.

Allerdings weicht der durchschnittliche Marktwert vom projektspezifischen Marktwert teils erheblich ab. Differenzen von bis zu 1,6 ct/kWh sind Bspw. bei Windenergieanlagen möglich. Diese Unsicherheiten bzw. dieses Delta ist in vielen Fällen größer als die Differenz der anzulegenden Werte einzelner Anlagen.[12]

Nun muss angenommen werden, dass ein entsprechend hohes dynamisches ENE ausgewiesen wird, das nicht absichtlich unterhalb der einsatzentscheidenden Erlösgrenze liegt – also eine bestimmte Fahrweise adressieren soll. Die individuelle Einsatzentscheidung einer Anlage erfolgt letztlich nur über das Delta der anzulegenden Werte der Anlagen der Signalregion in Relation zum dynamischen ENE. Da diese aber z. B. bei Windenergieanlagen zu nah beieinander liegen, bzw. durch Referenzertragsmodel fast identisch sind, ist eine individuelle Reaktion nicht möglich. Es muss davon ausgegangen werden, dass aufgrund des zu geringen Deltas schlicht alle dargebotsabhängigen EE-Anlagen eines Typs in dem spezifischen Netzgebiet dem Preissignal folgen würden und ihre Einspeisung vollständig anpassen. Da hier im Gegensatz zum Redispatch 2.0 keine Stufung erfolgt, bedeutet dies das vollständige Kappen der Einspeisung eines bestimmten Typs zu diesem Zeitpunkt in diesem Netzgebiet.

Eine solche Überreaktion zieht 2 Probleme mit sich:

a) Zum einen wird positiver Redispatch nötig und erhöht so die Engpassmanagementkosten – diese sollen durch ein dynamisches ENE eigentlich angesprochen und verringert werden.

b) Zum anderen werden auf diese Weise Strommengen dem Markt aktiv entzogen, was zu einer signifikanten Preisänderung führt. Die BNetzA darf zwar zur Wahrung und Aufrechterhaltung der Systemstabilität tätig werden, aber hier betreibt sie Preisverzerrung. Nach Einschätzung des BEE erstreckt sich ihr Mandat aber nicht auf die Preisbildung.

[12] Der niedrigste bezuschlagte Gebotswert bei Windausschreibungen der letzten Jahre lag im Februar 2025 bei 5,62 ct/kWh, der höchste zulässige Wert für Gebote seit der Einführung der EEG-Ausschreibungen bei 7,35 ct/kWh. Die anzulegenden Werte nahezu aller bezuschlagten Gebote zwischen 2019 und 2026, die sich auf circa 50 GW belaufen, liegen innerhalb des Schwankungsbereichs der projektspezifischen Marktwerte.

Zeitpunkt der Veröffentlichung

Ein dynamisches Netzentgelt der Zukunft wäre im Grunde mit der heutigen Veröffentlichung von Redispatchmaßnahmen vergleichbar. Wenn im Rahmen der Day-Ahead-Auktion ein Einspeisenetzentgelt veröffentlicht werden soll, das den erwarteten Netzzustand des Folgetages realistisch abbildet, stellt sich die Frage, warum derzeit nicht bereits deutlich mehr netzbedingte Maßnahmen im Voraus angekündigt werden.

Im Umkehrschluss deutet dies darauf hin, dass ein solches Entgelt zwangsläufig relativ undifferenziert ausfallen würde. Selbst für dargebotsunabhängige Technologien, die grundsätzlich flexibler auf Preissignale reagieren können, besteht die Gefahr, dass das Entgelt nicht verlässlich im Rahmen der Day-Ahead-Auktion feststeht, sondern als dynamische Komponente nachträglich schwankt. Dies könnte faktisch zur Entstehung einer Art „zweitem Intraday-Markt“ führen – insbesondere dann, wenn sich zeigt, dass die Prognosegüte für die ursprünglich vorgesehene Systematik nicht ausreicht.

Vor diesem Hintergrund erscheint es wichtig, frühzeitig darauf hinzuweisen, dass ein solches Modell auch für dargebotsunabhängige Technologien nur dann kalkulierbar und praktisch umsetzbar ist, wenn die zugrunde liegenden Rahmenbedingungen ausreichend verlässlich ausgestaltet sind. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die wirtschaftliche Planbarkeit erheblich eingeschränkt wird.

All diese Parameter wirksam zu einem dynamischen Anreizsignal zusammenzubringen unterliegt abschließend der Annahme, dass Verbraucher die nötige Menge an Flexibilitätspotential und Erzeuger auch die notwendige Preissensitivität besitzen – sprich auf das Signal auch in entsprechend nötigen Umfangs oder entsprechend fein reagieren können. Da die Wirkung der Anreize täglich schwanken kann, multipliziert sich dieses Risiko mit den ohnehin bestehenden Prognoseunsicherheiten. Der BEE schließt sich hier der Einschätzung der ÜNB weitestgehend an und bewertet gerade das Risiko einer Überreaktion von Erzeugern auf das dynamische Preissignal als derzeit nicht beherrschbar.

3.4 PPA

Die bisherigen Ausführungen beziehen sich vorwiegend auf Anlagen innerhalb des EEG-Förderregimes. Die Regulierung existiert und erlaubt es die Auswirkungen dynamischer ENE zumindest ansetzweise abzuschätzen. Der BEE sieht jedoch auch die Notwendigkeit, die weniger bis gar nicht regulierte Märkte zu betrachten, denn auch hier wird sich ein dynamisches ENE bemerkbar machen. Im Zuge der politisch gewollten Marktintegration der Erneuerbaren Energien und der anhaltenden Überzeichnung von EEG-Ausschreibungsrunden ist ein zunehmender Anteil der Anlagen mit PPAs anzunehmen. Eine für die nächsten 15 bis 20 Jahre geplante Netzentgeltsystematik muss dies berücksichtigen. Die Alternative zur EEG-Förderung entlastet den Bundeshaushalt und damit auch den Endverbraucher.

Die Vertragslaufzeit von PPAs ist in der Regel deutlich kürzer als der EEG-Förderzeitraum. Dadurch sind Anlagenbetreiber theoretisch flexibler, was die Einpreisung dynamischer ENE angeht. Dies setzt aber voraus, dass Vertragspartner die Kostenerhöhung mittragen. Diese Anschlussfinanzierung stellt das zentrale Finanzierungsrisiko für PPA-Anlagen dar. Mitunter

bleibt potenzielle EE-Stromerzeugung ungenutzt und die Marktintegration der Erneuerbaren würde so geschwächt. Dies widerspricht den europarechtlichen Vorgaben aus Art. 18 Abs. 2 lit. b) EBM-VO. Der BEE spricht sich daher dafür aus Bestandsschutz auch für PPA-Anlagen zu gewähren.

Ein weiteres Erlösrisiko, welches es zu beachten gilt, besteht in der Wechselwirkung von „pay-as-produced"-PPAs und volatilen ENE. Bei diesen Verträgen wird die tatsächliche produzierte Strommenge zum korrespondierenden Marktpreis vergütet. Die volatilen Kosten können zwar eingepreist werden, gehen allerdings mit einem erheblichen Umsetzungsaufwand einher, dass durch die absehbare Einführung eines claw-back-Mechanismus nochmals potenziert wird.

3.5 Dynamische Entgelte und die Marktkommunikation im Redispatch 2.0

Die aktuellen Vorschläge der Bundesnetzagentur zielen darauf ab, mit dynamischen Einspeisenetzentgelten ein dem Redispatch 2.0 vorgelagertes marktbasiertes Steuerungsinstrument zu etablieren. Zeitgleich muss der Redispatch weiter existieren, da eine Beseitigung von Engpässen durch ein dynamisches Netzentgelt, allein aufgrund von unvorhersehbaren Ereignissen nicht möglich ist. Durch vorzeichengerechte Entgelte soll die Einspeisung vor einem Engpass reduziert und hinter dem Engpass erhöht werden. Ein solches System setzt jedoch eine präzise ex-ante-Lokalisierung von Engpässen sowie eine frühzeitige und verlässliche Kommunikation der jeweiligen Entgelthöhe voraus. Bereits heute wird nur ein kleiner Teil der Redispatch-Maßnahmen vorab angekündigt, immer wieder wird durch den Netzbetreiber in gemeldete Nichtverfügbarkeiten hineingeregelt. Co-Located Batteriespeicher die als Grünstromspeicher ausgelegt sind, dürfen heute in vielen Netzgebieten nicht den ansonsten abzuregelnden EE-Strom laden, da die finanziellen Ausgleichsmechanismen hierfür bis heute nicht wirklich geregelt sind. Viele Netzbetreiber lassen aus diesem Grunde keine Co-located Batteriespeicher mehr zu oder fordern über ein FCA den Verzicht der Ladung im Redispatch-Fall ein. Zudem erstreckt sich die Abrechnung der Maßnahmen teilweise über mehrere Jahre und ist kaum nachzuvollziehen. Das System funktioniert bereits zum jetzigen Zeitpunkt nicht wie beabsichtigt und die Fortentwicklung nimmt mehr Zeit in Anspruch als man wohl im schlechtesten Fall eingeplant hatte. Betrachtet man nun noch den Fall einer Windfrontverschiebung und den dadurch notwendigen Redispatch in einem zukünftigen System mit dynamischen ENE, so müsste die finanzielle Entschädigung der abgeregelten Anlagen folgerichtig mit dem dynamischen ENE verrechnet werden. Allerdings liegt dieser zusätzliche Abrechnungsschritt wieder beim Netzbetreiber.

Vor diesem Hintergrund erscheint es mehr als zweifelhaft, ob eine zusätzliche marktliche Komponente unter den derzeitigen organisatorischen und prozessualen Rahmenbedingungen einen substanziellen Beitrag leisten kann.

4 Baukostenzuschuss - BKZ

Der BEE unterstützt die Einschätzung der Behörde, dass BKZ im Grunde, „*per definition nur bei Neuanschlüssen in Betracht*“ kommen, vollumfänglich.[13]

Allerdings wird aus Sicht des BEE dieses Instrument im Vorschlagspapier der BNetzA nicht tief genug betrachtet. Der Gedanke drückt sich auf, dass dieses Instrument in der Rangfolge der vorgeschlagenen Maßnahmen einen eher nachrangingen Stellenwert besitzt. Diese Einschätzung teilt der BEE nicht und appelliert an die Behörde, ihre Überlegungen zur weiteren Ausgestaltung eines BKZ zu intensivieren.

Gerade dieses Instrument kann auf effiziente Weise gleich beide Netzentgeltfunktionen ansprechen, welche nach Wunsch der BNetzA durch ENE erzielt werden sollten – Finanzierungs- und Anreizfunktion bzw. eine räumliche Steuerungsfunktion. Sein großer Vorteil dabei ist, dass es entsprechend ausgestaltet die geringsten Verwerfungen und marktverzerrenden Effekte mit sich bringt und bei richtiger Ausgestaltung auch die Unterschiede zwischen dargebotsabhängigen und -unabhängigen Technologien adressiert werden können. Die teilweise massiven Auswirkungen auf den Energiemarkt, die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und den Zubau von Neuanlagen, welche durch die anderen vorgeschlagenen ENE-Instrumente der BNetzA zu erwarten sind, ließen sich so vermeiden.

4.1 Grundlegendes Funktionsverständnis

Laut BNetzA sind unter BKZ „einmalige Aufwendungen für den Ausbau (Erstellung und / oder Verstärkung) des vorgelagerten Netzes bei Herstellung oder Verstärkung eines Netzanschlusses“ zu verstehen.[14] Von ACER werden diese als „deep connection charges“ bezeichnet, im Gegensatz zu „shallow connection charges“, die nur einen Kostenbeitrag zum unmittelbaren Anschluss an das vorhandene Netz beschreiben.[15] Dagegen ordnet das EU-Recht den BKZ richtigerweise zu den Netzzugangsentgelten in der Kategorie Netzausbauentgelt ein - „etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“.[16]

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. Lastnähe, hohe Benutzungsstunden und ein positiver Beitrag zur Senkung der zeitgleichen Höchstlast dämpfen die Kosten deutlich. Netzausbaukosten sind damit eine Variable in der gesamtwirtschaftlichen Kostenoptimierung des Ausbaus Erneuerbaren Energien.

---

[13] Sonderfälle wie Leistungserhöhung an bestehenden Anschlusspunkten gilt es differenzierter zu betrachten und womöglich gezielt durch negative BKZ anzureizen, vgl. Kapitel 4.4.

[14] S. BNetzA, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen.

[15] Vgl. ACER, Report Tariff Methodologies in Europe.

[16] Vgl. Artikel 18 Abs. 1 EBM-VO.

Ein BKZ-System, 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 anzuschließenden Anlage berücksichtigen. Dabei gilt es, drei Funktionen in systemoptimierender Art und Weise zu kombinieren: Standortsteuerung, Betriebsweise anreizen und Netzkosten zu finanzieren.

In einem verursachergerechten Netzentgeltregime muss gelten, wer keine zusätzlichen Netzkosten verursacht oder bestehende Kosten senkt, darf nicht pauschal zur Finanzierung allgemeiner Ausbaumaßnahmen herangezogen werden.

4.2 Priorisierung der Funktionsweisen des BKZ notwendig

Planungs- und genehmigungsrechtlich ist die freie Standortwahl für die Mehrzahl der EE-Anlagen nicht gegeben bzw. weitgehend eingeschränkt. Windflächen- und Kommunalplanung entscheiden bei Wind und PV, während Biogasanlagen durch die Limitierung der einzusetzenden Biomasse bzw. den in vielen Fällen engen Bezug zu landwirtschaftlichen Betrieben reglementiert sind.[17] Ein BKZ könnte also nur eine bedingte räumliche Steuerungswirkung erzielen und sollte aus diesem Grunde nicht zu wirkmächtig ausgestaltet werden. Ansonsten wird in vielen Windvorrangflächen der Ausbau gebremst.

Da das Potential zur räumlichen Steuerung begrenzt ist, zieht der BEE hier in Zweifel, ob durch einen BKZ allein mit Standortfokus ein wirklich relevanter finanzieller Beitrag aufkommen kann.

Jedoch ließe sich entsprechend angereizt, sehr wirkungsvoll auf die Auslegung der Anlagen, Anlagenbetrieb oder ein Leistungsvermögen (Systemdienstleistungen) abstellen. Dabei dürfen netzdienlich oder netzneutral betriebene Anlagen nicht pauschal belastet werden. Ein BKZ sollte also primär als Anreizinstrument ausgestaltet werden. Um also dem gesamtsystemischen Optimum näher zu kommen, gilt es zeitgleich den Einsatz von Überbauung bzw. flexible Netzanschlüsse, die Eigen- und Direktversorgung sowie netzneutrale Speicher in Co-Lokation entsprechend zu fördern

[17] Gerade bei Windenergieanlagen die durch verbindliche Flächenausweisung nach WindBG bereits in der Standortwahl eingeschränkt werden, muss beachtet werden, dass ein BKZ nicht prohibitiv über einen längeren Zeitraum gesetzt werden sollte. Andernfalls droht die Gefahr das diese Gebiete den Rechtsstatus als Windenergie(beschleunigungs-)gebiete verlieren könnten.

Der BEE spricht sich für folgende Rangfolge bei der Priorisierung der durch einen BKZ zu erzielenden Wirkungsweisen aus:

1. Anreizfunktion – Überbauung jeglicher Art
2. Anreizfunktion bzw. die feinere Standortsteuerung
3. Finanzierungsfunktion - finanzieller Beitrag zu Netzkosten leisten

4.3 Flexibilität fördern statt hindern - falsche Anreizwirkung vermeiden

Die Bundesnetzagentur führt aus, dass „eine gewisse Pauschalierung bei der Bemessung des BKZ erforderlich“ sei. Zugleich würde eine streng kostenorientierte Ermittlung einen erheblichen administrativen Aufwand verursachen, der über Netzentgelte oder den BKZ selbst zu finanzieren wäre. Diese Ausführungen legen nahe, dass ein künftiger BKZ voraussichtlich als pauschaler Eurobetrag pro kW Anschlussleistung ausgestaltet würde, gegebenenfalls mit regionaler Differenzierung, jedoch im Wesentlichen technologieübergreifend einheitlich.

Der BEE weist ausdrücklich auf die erheblichen Risiken hin, die sich aus einer fehlenden technologischen Differenzierung für Biogasanlagen ergeben würden.

§ 50 EEG regelt den Zahlungsanspruch für Flexibilität. Biogasanlagen erhalten einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 50–130 €/kW – abhängig von der jeweiligen Anlagenkonstellation. Dieser Zuschlag dient der Refinanzierung der erheblichen Investitionskosten der Flexibilisierung. Gleichzeitig unterliegen Biogasanlagen besonderen Restriktionen: Während konventionelle KWK-Anlagen bei negativen Strompreisen keinen Zahlungsanspruch haben, greift für Biogasanlagen die Fördergrenze bereits nach § 51b EEG im positiven Preisbereich, wenn der Spotmarktpreis unter 2 ct/kWh fällt.

Darüber hinaus besteht gemäß § 39i EEG ein Marktprämienanspruch nur für maximal 11.680 Betriebsviertelstunden pro Jahr. Dieser Wert wird künftig weiter abgesenkt. In der Kombination führen diese Regelungen dazu, dass Anlagenbetreiber schwach positive Preisphasen wirtschaftlich meiden müssen. Ein Teillastbetrieb ist nicht darstellbar, da jede Betriebsviertelstunde den begrenzten Marktprämienanspruch reduziert.

Marktlich wie politisch ist gewollt, Biogasanlagen gezielt in Zeiten hoher Residuallast und entsprechend hoher Strompreise einzusetzen. Da der Marktprämienanspruch nur für rund ein Drittel der Jahresstunden besteht, erfordert das betriebliche Konzept eine hohe installierte Leistung, die nur in vergleichsweise wenigen Stunden pro Jahr abgerufen wird. Daraus resultiert eine förderfähige Bemessungsleistung von lediglich rund 33 % der installierten Leistung.

Es wäre weder sachgerecht noch energiewirtschaftlich sinnvoll, dieses systemisch gewünschte Flexibilitätskonzept durch pauschale Baukostenzuschüsse zu konterkarieren, die eine hohe installierte Leistung unabhängig vom tatsächlichen Netznutzungsverhalten belasten.

Der BEE schlägt vor, installierte Leistung, die einen Zahlungsanspruch für Flexibilität gem. § 50 EEG hat, von der Zahlung eines Baukostenzuschusses zu befreien, solange die im EEG

festgelegten Voraussetzungen für den Zahlungsanspruch erfüllt sind. Bei Verstoß gegen die mit dem Flexibilitätszuschlag verbundenen Kriterien könnte für das jeweils betroffene Jahr die Erhebung eines anteiligen Baukostenzuschusses in Betracht gezogen werden.

Da für flexible Anlagen i.d.R. eine hohe Überbauung erwünscht ist, sollte für neu zu errichtende Anlagen ohne Vertrauensschutz ein BKZ nicht zwangsläufig an der installierten Leistung ansetzen. Eine geeignete Bemessungsgrundlage könnte der Beitrag zur zeitgleichen Höchstlast bzw. deren Verringerung sein. Weniger geeignet, aber dennoch denkbar, könnte eine Orientierung an der Bemessungsleistung (Durchschnittsleistung) sein.

4.4 Anforderungen und Vorschläge für einen sachgerechten BKZ

Für eine transparente, diskriminierungsfreie und standardisierte Berechnung ist vor allem eine nachvollziehbare Methodik notwendig, wodurch sich eine durch die Branche konsultierte und durch die BNetzA regulierte Festlegung anempfiehlt. Der BEE bietet an dieser Stelle seine Unterstützung in diesem Prozess an und steht gern für weitere Gespräche zur Verfügung.

Die BKZ müssen von den Investoren der EE-Anlagen erwirtschaftet werden können. Für geförderte Anlagen müssen sie angemessen in den Höchstwerten der Ausschreibungen berücksichtigt werden.

Um dabei eine reine Verschiebung der Netzausbaukosten in das EEG-Konto zu vermeiden, sollten die BKZ für EE-Anlagen als Bonus-/Malussystem ausgelegt werden, sodass netzsparsame Anlagen keinen Zuschuss zahlen müssten oder Zahlungen erhalten. Dies könnten Anlagen, einer bestimmten Typisierung mit vorab definierten Leistungsvermögenkriterien sein.

Ein BKZ, der die vereinbarte Netzanschlusskapazität bepreist, würde automatisch zu einem sparsameren Umgang mit der knappen Netzschlusskapazität führen. Dabei muss beachtet werden, dass bei jeglicher Art von Überbauung nicht die einzelnen Erzeugungsanlagen bepreist wird, sondern die Wirkung am Netzverknüpfungspunkt. Hierdurch wird automatisch eine höhere Volllaststundenzahl, Co-located Speicher und Überbauung angereizt.

Weiter wäre zu berücksichtigen, dass ein BKZ nicht doppelt zu erheben ist – i.e. für die Einspeise- und Bezugsrichtung zu bezahlen wäre. Die BNetzA lässt hier offen, ob dieser symmetrisch auszugestalten ist. Einzig sachgerecht wäre dann ausschließlich den höheren BKZ aus Einspeise- oder Bezugsrichtung in Rechnung zu stellen.

Vergünstigungen beim BKZ sollten auch für komplementäre Anlagen (wie z.B. PV & Speicher oder PV & flexible Biogasanlage oder Wind + Elektrolyseur) am selben Umspannwerk ermöglicht werden. Dies könnte durch FCA ausgestaltet werden, die den netzdienlichen Betrieb in diesem Fall regeln.

Bei der regionalen Steuerung sollte es nicht zu viele unterschiedliche Preisgebiete geben und die besondere Wirkung von z. B. dem aus Netzsicht sinnvollen PV-Zubau in stark winddominierten Gebieten und umgekehrt berücksichtigen werden.

Die genaue Ausgestaltung des BKZ muss in jedem Fall durch die BNetzA selbst erfolgen und darf nicht den Netzbetreibern selbst überlassen werden.

Ebenfalls müssen negative Flexibilitäten – i.e. ein Netzanschluss wird hergestellt, um netzentlastend Strom in Zeitfenstern mit Überangebot aus dem Netz zu ziehen – in einem BKZ-regime berücksichtigt werden. So darf insbesondere der Nutzen von sektorkoppelnden Anlagenkonstruktionen, z.B. durch PtH-Anlagen und Elektrolyseure für die Gesamtsystemoptimierung nicht unterschätzt und sollte folglich nicht mit einem BKZ belegt werden. Die Sektorenkopplung ist ein zentraler Baustein in der Energiewende und muss entsprechend gefördert werden.

Tabelle 1 soll beispielhaft die Typisierung von Netzgebieten und Anlagen darstellen, die aus Sicht des BEEs für die Rabattierung eines BKZ in Frage kommen könnten.

Für den weiteren Prozess wäre dabei ratsam, alle Inhalte in einem weiteren Fachaustausch mit den Stakeholdern zu besprechen. Die Gebietstypen könnten sich durch Änderungen der typischen örtlichen Netzparameter ändern, mit Wirkung für Neuanlagen.

Tabelle 1: Typisierungsmatrix

	Netzgebietstyp I	**Netzgebietstyp II**	**Netzgebietstyp III**
Art der Netzauslastung (auszuarbeitender Merkmalskatalog)	Geprägt durch: • Einspeisung • Hohe Rückspeisung im Jahresmittel • wenig Varianz im Jahresverlauf • weitere relevante Qualitäten	Geprägt durch: • Last/Verbrauch • eher ausgeglichenes Einspeiseverhalten • niedrige Rückspeisung im Jahresmittel	Geprägt durch: • Solarspitzen • große Jahreszeitliche Schwankung • hohe Rückspeisung im Jahresmittel
Dargebotsabhängig, unflexibel (Wind)	Positiver BKZ	• Kein BKZ • Negativer BKZ für geringe Flächenleistung	Negativer BKZ
Dargebotsabhängig unflexibel (Solar)	Kein BKZ	• Kein BKZ • Negativer BKZ durch Ost-West-Ausrichtung	Positiver BKZ
Dargebotsabhängig teilflexibel (z.B. Solar + kurze Speicher)	Negativer BKZ	• Kein BKZ • Negative BKZ durch Ost-West-Ausrichtung	Positiver BKZ
Dargebotsunabhängig (z.B. Biogas, Erdgas, lange Graustromspeicher)	• Kein BKZ • Negativer BKZ durch ausreichende Speicherkapazität und netzverträgliche Fahrweise	Kein BKZ	Negativer BKZ

Repowering	Kein BKZ	Kein BKZ	Kein BKZ
Weitere	-	-	-

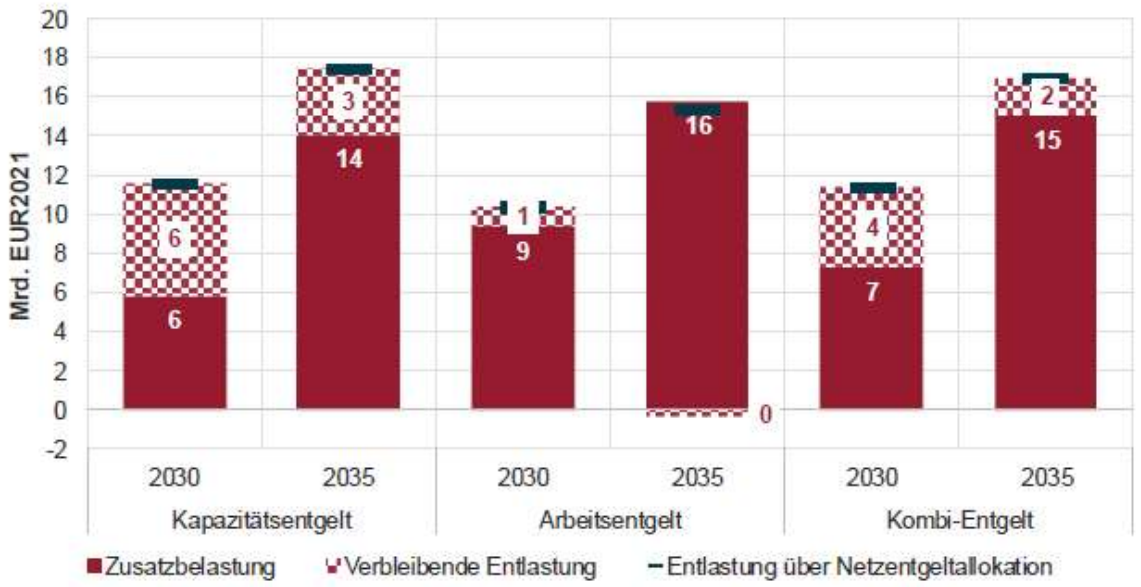
5 Nutzenanalyse in der Gesamtbetrachtung

Der BEE erkennt das grundlegende Bestreben der BNetzA an, auf stärkere Anreize für einen netzdienlicheren Anschluss und Betrieb von EE-Anlagen über die Netzentgelte zu setzen. Dieser Grundgedanke ist richtig und unterstützenswert. Allerdings darf bei einem so folgenreichen Eingriff in die bestehende Regulierung nicht die Verhältnismäßigkeit zwischen Aufwand und Nutzen aus dem Blick geraten. Ein Instrument einzuführen, von dem man sich eine bestimmte Wirkung oder einen bestimmten Anreiz (dynamischen AP) verspricht, lässt sich nicht begründen, wenn der dadurch entstehende Nutzen unter den zusätzlichen Gesamtkosten liegt. Es ist zwingend, echte Anreize für eine effiziente Zubausteuerung zu setzen. Der BEE weist deshalb eindrücklich darauf hin, dass die BNetzA bei ihren Überlegungen stets beachten sollte, dass sich nicht alle Kosten und ihre Wirkungen einpreisen lassen und negative Externalitäten immer in der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden müssen. Nur dann hätte man eine pareto-optimale Lösung.

Die in dem Papier der BNetzA dargestellte Konstruktion eines ENE mit einer Dreifachbelastung für den Erzeuger – die Entgeltbelastung für Einspeiser würde sich zukünftig aus KP, dynamischen AP und BKZ zusammensetzen – ist schlichtweg nicht geeignet. Drei parallele Instrumente erhöhen die Komplexität der Regulierung bzw. Transaktionskosten, sind kaum kalkulierbar über die Betriebszeit der Anlagen und erhöhen damit die Finanzierungskosten der Projekte massiv. Die Einzelwirkungen auf Marktpreise und Kapitalkosten der verschiedenen Entgeltbestandteile wurden bereits in den entsprechenden Kapiteln dargestellt. Sicher kann argumentiert werden, dass immer ein Teil von Transaktionskosten auch beim Erzeuger verbleiben wird, da man nie einhundertprozentige Kostenwälzung erreichen kann. Der Großteil jedoch wird durch verschiedene Kanäle an den Letztverbraucher weitergereicht werden. Ob dies direkt für den Kunden spürbar über gesteigerte Beschaffungskosten auf seinen Strompreis, oder indirekt über erhöhten Förderbedarf (nachträglich und zukünftig) im EEG-Konto bzw. über den Bundeshaushalt erfolgt ist dabei unerheblich - entscheidend ist die negative Gesamtbilanz in der Gegenüberstellung der finanziellen Entlastung der Verbraucher und dem Aufwand bzw. Kosten eines ENE.

Studien haben dies für das Kapazitätsentgelt untersucht und bescheinigen keine signifikante Entlastungswirkung der Letztverbraucher.[18] **Abbildung 1** stellt die ermittelte zusätzliche Verbraucherbelastung und Netto-Entlastung der Verbraucher dar.

[18] Für die nachfolgenden Simulationsergebnisse vgl. frontier economics 2026, Studie zu den möglichen Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten im deutschen Strommarkt.



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Verbraucherbelastung ergibt sich aus der Summe der Strompreiszahlungen; den Zahlungen für gesicherte Leistung sowie dem Finanzierungsbedarf der KWS-Neubauten sowie dem zusätzlichen EE-Förderbedarf.

Abbildung 1: Zusätzliche Verbraucherbelastung durch die Einspeisenetzentgelte und Nettoentlastung

Bis 2035 ist von einem Rückgang der Nettoentlastung auf 3 Mrd. € auszugehen. Gleichzeitig sind in dieser Simulation noch nicht die weiteren negativen Effekte der weiteren Entgeltkomponenten einbezogen. Erhöhter Förderbedarf für Erneuerbare durch die fallenden Deckungsbeiträge für Neuanlagen ginge einher mit einem unmittelbaren Anstieg des Förderbedarfs von etwa 5 Mrd. € im Jahr 2030 und ca. 10 Mrd. € im Jahr 2035. Gleichzeitig sieht sich das System und letztlich Verbraucher und Steuerzahler konfrontiert mit höheren Kapazitätspreisen, damit höheren Kosten für gesicherte Leistung, steigenden Finanzierungsbedarf in der Kraftwerksstrategie und insgesamt höheren Strompreisen.

Diese Auswirkungen sind bereits bei der Einführung nur eines der drei geplanten Instrumente zu erwarten. Fügt man nun einen dynamischen Arbeitspreis hinzu, verschiebt sich der Blick zur volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Egal wie hoch der Arbeitspreis ausfällt und ob er wie intendiert funktioniert oder nicht, qua Definition greift ein solcher Preis in die Volllaststunden bei allen betroffenen Anlagen ein.[19] Die folgende Annahme der Erhöhung der kurzfristigen Grenzkosten aller Erzeugungstechnologien gegenüber dem Ausland ist plausibel - die Merit-Order verschiebt sich und wirkt damit Import erhöhend. Im Extremfall ist von einem Rückgang der inländischen Erzeugerkapazität um bis zu 17,5 GW und einem Zuwachs im Ausland von bis zu 5,7 GW auszugehen. Ein realer Wertschöpfungsverlust ist die Folge. Die BNetzA muss sich fragen, welche Einführung welches Regulierungsinstruments wirklich verhältnismäßig ist.

[19] Ein dynamisches ENE würde, wie bereits erläutert, bei undifferenzierter Ausgestaltung in einem weiteren Unsicherheitsfaktor münden, der den Anlagenbetrieb verteuert, ohne eine tatsächliche Verhaltensanpassung anzuregen, vgl. Kapitel 3.3.

6 Elektrolyseure

6.1 Systemische Rolle von Elektrolyseuren

Elektrolyseure sind zentrale Akteure eines integrierten Energiesystems und leisten einen wesentlichen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien sowie zur Entlastung der Stromnetze. Ihre systemische Wirkung entfalten sie insbesondere im Zusammenspiel mit Erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Durch die flexible Stromaufnahme in solchen Anlagenkonstellationen können Einspeisespitzen reduziert, Abregelungen vermieden und Redispatchkosten gesenkt werden.

Eine isolierte Betrachtung der Einspeiseseite ist vor diesem Hintergrund nicht sachgerecht. Vielmehr sind die Wechselwirkungen zwischen Netzeinspeisung und netzdienlicher Vor-Ort-Nutzung von Strom durch Elektrolyseure systematisch zu berücksichtigen.

6.2 Differenzierungsbedarf und Vermeidung von Fehlanreizen

Die weiter oben hervorgehobene Notwendigkeit einer starken Differenzierung möglicher Einspeisenetzentgelte ist im Kontext von Anlagenkombinationen aus Erneuerbarer Erzeugung und Elektrolyse von besonderer Bedeutung. Pauschale Einspeisenetzentgelte, die nicht zwischen Netzeinspeisung und lokaler Nutzung differenzieren, würden integrierte Geschäftsmodelle strukturell benachteiligen. Insbesondere darf die Kombination von Erneuerbarer Erzeugung und Elektrolyse nicht zu einer mittelbaren Doppelbelastung führen, etwa durch Entgelte auf eingespeisten Strom einerseits und Belastungen auf den Stromverbrauch andererseits.

Andernfalls entstehen Fehlanreize, die zu ineffizienten Systemlösungen führen können – beispielsweise durch verstärkte Netzeinspeisung anstelle einer netzdienlichen Vor-Ort-Verwertung. Netzdienliche Konstellationen sollten daher gezielt entlastet und regulatorisch klar von rein einspeiseorientierten Geschäftsmodellen abgegrenzt werden.

6.3 Begrenzte Eignung dynamischer Einspeisenetzentgelte

Relevanz entfalten mögliche dynamische Einspeisenetzentgelte für Elektrolyseure vor allem in Konstellationen, in denen sie mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen kombiniert werden. In solchen integrierten Anlagenkonzepten kann es zu einer mittelbaren Betroffenheit kommen, etwa wenn Einspeisenetzentgelte auf den eingespeisten Stromanteil erhoben werden oder wenn durch die regulatorische Ausgestaltung keine hinreichende Differenzierung zwischen Netzeinspeisung und netzdienlicher Vor-Ort-Nutzung erfolgt.

Die Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur adressieren solche hybriden Konstellationen bislang nicht explizit. Gleichzeitig ist vorgesehen, für Speicher eigenständige Netzentgeltsystematiken zu entwickeln. Elektrolyseure als sektorenkoppelnde Anlagen weisen jedoch funktionale Überschneidungen mit beiden Kategorien auf, ohne dass ihre spezifische Rolle bislang konsistent abgebildet wird. Vor diesem Hintergrund ist eine pauschale Übertragung dynamischer ENE auf integrierte Anlagenkonstellationen nicht sachgerecht.

Hinzu kommt, dass Elektrolyseure aufgrund regulatorischer Vorgaben – insbesondere im Kontext der Herstellung von RFNBO mit Anforderungen wie stündlicher Korrelation zwischen EE- und Wasserstoffproduktion und CO_2-Intensitätsgrenzen – nur eingeschränkt auf kurzfristige Preissignale reagieren können. Die maßgeblichen Betriebsentscheidungen werden bereits durch diese Vorgaben sowie durch Förder- und Vertragsstrukturen determiniert. Auch im Zusammenspiel mit künftigen Speichernetzentgelten besteht die Gefahr einer Überlagerung unterschiedlicher Entgeltsignale. Dies kann zu widersprüchlichen Anreizen und kumulativen Belastungen führen, ohne dass ein entsprechender systemischer Mehrwert entsteht. Zudem greift eine primär zeitliche Anreizlogik für integrierte Anlagenkonzepte zu kurz. Die netzdienliche Wirkung von Elektrolyseuren entfaltet sich insbesondere durch strukturelle Faktoren wie Standortwahl, die Kopplung mit Erneuerbarer Erzeugung sowie die Vermeidung von Netzeinspeisung durch lokale Nutzung.

Vor diesem Hintergrund sind dynamische Einspeisenetzentgelte – auch mittelbar in integrierten Anlagenkonstellationen – nur eingeschränkt geeignet, einen wirksamen Beitrag zur Systemeffizienz zu leisten. Stattdessen sollten regulatorische Ansätze eine klare Abgrenzung zwischen Einspeisung und netzdienlicher Stromnutzung vor Ort gewährleisten und integrierte, systementlastende Geschäftsmodelle nicht durch ungeeignete Entgeltsystematiken benachteiligen.

6.4 Standortsignale und Vorrang geeigneter Instrumente

Die systemische Wirkung von Elektrolyseuren in integrierten Anlagenkonzepten ist stark standortabhängig und entfaltet sich insbesondere in netzengpassgeprägten Regionen. Wie weiter oben dargelegt, erfordert dies eine hinreichende räumliche Differenzierung von Steuerungssignalen. Gleichzeitig zeigt sich, dass laufende Einspeisenetzentgelte in diesen

Konstellationen nur eingeschränkt geeignet sind, wirksame Standortsignale zu setzen. Sie knüpfen an die Einspeisung von Strom an, während die netzdienliche Wirkung von Elektrolyseuren gerade in der Vermeidung von Netzeinspeisung durch lokale Nutzung liegt.

Baukostenzuschüsse stellen in diesem Zusammenhang das zielgerichtetere Instrument dar, da sie Investitionsentscheidungen unmittelbar beeinflussen und standortbezogene Signale setzen können, ohne laufende Marktverzerrungen innerhalb integrierter Anlagenkonzepte zu erzeugen.

6.5 Investitionsbedingungen und Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Der von der Bundesregierung beabsichtigte Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erfordert erhebliche Investitionen in Elektrolysekapazitäten, die häufig im Verbund mit Erneuerbaren Erzeugungsanlagen realisiert werden. In diesen integrierten Projekten können Einspeisenetzentgelte mittelbar relevant werden und die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen.

Zusätzliche oder nicht hinreichend differenzierte Belastungen auf eingespeiste Strommengen können dazu führen, dass systemisch vorteilhafte Anlagenkonzepte wirtschaftlich benachteiligt werden. Dies kann den Markthochlauf verzögern und zu ineffizienten Ausweichreaktionen führen. Steigende Kostenbelastungen führen regelmäßig zu einem erhöhten Förderbedarf und damit zu gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten. Dies gilt insbesondere für Projekte, die auf eine enge Kopplung von Erneuerbarer Erzeugung und Elektrolyse zur Reduzierung von Netzinanspruchnahme abzielen.

Vor diesem Hintergrund ist sicherzustellen, dass die Ausgestaltung von Einspeisenetzentgelten integrierte, systementlastende Anlagenkonzepte nicht mittelbar benachteiligt, keine zusätzlichen Investitionshemmnisse schafft und bestehende Investitionsentscheidungen nicht nachträglich entwertet.

Ansprechpartner*innen

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

[redacted]

[redacted]

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.

BEE
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum
Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
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 Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie hier.

Datum
27. März 2026