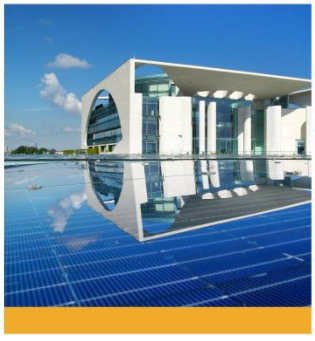
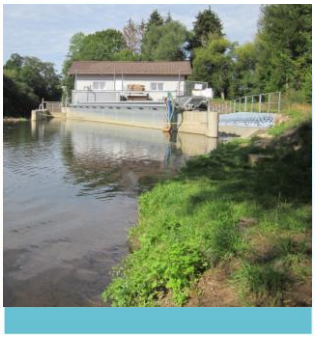
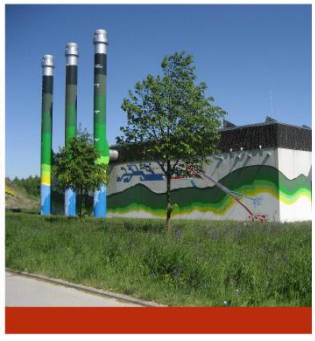
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Stellungnahme

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

Berlin, 27. Februar 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 2
Das Wichtigste in Kürze 3
Vorbemerkungen 4
1 Zielsetzung: Anreize für Nutzungsverhalten 4
2 Adressierte Nutzergruppen 5
2.1 Einspeiser 6
2.2 Speicher 8
2.3 Verbraucher 8
2.4 Prosumer 9
3 Bemessung, Weitergabe und Abrechnung 10
Ansprechpartner*innen 13

Das Wichtigste in Kürze

- Der BEE begrüßt die Trennung von **Finanzierungs- und Anreizfunktion** der Netzentgelte ausdrücklich – Fehlanreize zulasten netzdienlichen Verhaltens sind unbedingt zu vermeiden.
- Derzeit fehlt es immer noch an einer **einheitlichen und rechtssicheren Definition von Netz- und Systemdienlichkeit**. Diese ist Voraussetzung für eine transparente und zielgerichtete Netzentgeltreform und sollte durch die BNetzA festgelegt werden.
- Der BEE begrüßt die Einführung von **dynamischen Netzentgelten für Verbraucher**, Diese können wichtige **marktliche Anreize zur Prävention von Netzengpässen** setzen.
- Die **Einführung von dyn. Einspeiseentgelten** für dargebotsabhängige Einspeiser **ist klar abzulehnen**, da sie Investitionssicherheit gefährdet und den Zielen der Energiewende widerspricht.
- Eine **pauschale Mehrbelastung von Prosumern** (z. B. über höhere Grundpreise) lehnt der BEE strikt ab, da sie diskriminierend, nicht kostenreflexiv und europarechtswidrig ist.

Vorbemerkungen

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) eröffnete am 12.05.2025 das Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) unter dem Geschäftszeichen GBK-25-01-1#3. Nun wurden seitens der Behörde erneut Orientierungspunkte veröffentlicht, die die Richtung der Großen Beschlusskammer (GBK) auf Basis der vorangegangenen Konsultationen und der beauftragten Gutachten, sowie den aktuellen Sachstand des Prozesses und konkrete Vorschläge darlegen.

Dazu begleitend fanden im Januar 2026 bereits mehrere Expertenworkshops statt, in denen nun neue Vorschläge zur Anreizkomponenten mittels dynamischen Entgeltkomponenten und zu Speichernetzentgelten explizit vorgestellt und mit der Branche diskutiert wurden. Dabei hält die BNetzA an der angedachten Trennung zwischen Entgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion bei. Der BEE hat bereits bestätigt, dass die separierende Betrachtungsweise bzw. der Ansatz nachvollziehbar und unterstützenswert ist. Hier werden nun die Orientierungspunkte zur Anreizfunktion aus Sicht der EE-Branche diskutiert, wobei die von der Behörde gesetzten Vorschläge sich ausschließlich auf Vorschläge beziehen, die das Nutzungsverhalten der Netznutzer und somit den Einsatz ihrer Flexibilität adressieren. Die Diskussion zu Anreizfunktionen, die zur Internalisierung von Investitionsentscheidungen dienen – hier sei beispielhaft der Baukostenzuschuss (BKZ) genannt – folgen an anderer Stelle. Die nachfolgenden Bewertungen beschränken sich ausschließlich auf die Anreizfunktion eines Netzentgelts für Lasten bzw. den Verbrauch im Stromnetz. Die Einführung von Einspeiseentgelten lehnt der BEE explizit ab.

1 Zielsetzung: Anreize für Nutzungsverhalten

Es ist zu begrüßen, dass die BNetzA einige Rückmeldungen der Branche aufgenommen hat und bei der Ausgestaltung der Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion, den Fokus in erster Linie darauf auslegt, Engpässe im Netz (Redispatch) und damit Engpassmanagementkosten durch entsprechend angereiztes Nutzungsverhalten zu reduzieren.

Ein so angesprochenes Nutzungsverhalten stellt in erster Linie auf eine bestimmte Betriebsweise bzw. das Agieren im Netz ab und wird verallgemeinernd als netzdienlich, oder systemdienlich, oder beides bezeichnet. Da die Definition und Operationalisierung dieser beiden Begrifflichkeiten die Grundlage für eine zielgerichtete Diskussion im AgNes-Prozess bilden, sollte daher ein branchenweit einheitliches Verständnis als eine der grundlegenden Aufgaben der Behörde verstanden werden.

Der BEE erneuert daher an diesem Punkt seine Forderung einer dringend notwendigen, einheitlichen, rechtssicheren und technischen Festlegung der Begriffe Netz- und Systemdienlichkeit durch die Behörde – zumindest aber sollte ein behördliches FAQ erstellt werden.

Netzengpässe, ihre Beherrschbarkeit und die resultierende Kostenfrage sind das große Problem der Netzführung - der durch viele Verteilnetzbetreiber verschlafene Netzausbaubedarf der vergangenen Jahrzehnte ist nun durch die steigenden Redispatch-Mengen und den damit einhergehenden hohen Kostendruck auf die Netzentgelte, deutlich spürbar. Dahingehend ist die Absicht verständlich, dass ein Netzzustandssignal, welches in erster Linie netzdienliches Verhalten adressieren soll, durch ein dynamisches Netzentgelt auf Arbeitspreisbasis gesendet werden soll. Der BEE schätzt es dabei als sinnvoll ein, auf eine dynamische Bepreisung der Arbeit abzustellen.

Der Argumentation zur Dynamisierung von bestimmten Entgeltkomponenten – hier dem AP – zur Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten i.S. von engpassreduzierendem Verhalten kann gefolgt werden. Dabei erscheint ein vorzeichengerechter Arbeitspreis, welcher sich ausschließlich an prognostizierbaren Engpasssituationen orientiert, zusätzlich zu dem beschriebenen kapazitätsbasierten Grundmodell als geeignetes Mittel, da eine entsprechende Netzdimensionierung bereits aus der individuellen Optimierung des Netznutzers hinsichtlich seiner Kapazitätsbestellung erfolgt.

Pragmatismuskriterium

Aus Sicht des BEE ist vor allem bei der Einführung dynamischer Komponenten ein gewisser Pragmatismus an den Tag zu legen, was für eine mehrstufige Einführung bzw. Differenzierung nach Leistungsvermögen i.S. von Verfügbarkeit von 1/4h-Messung und Steuerbarkeit spricht.[1] Kunden, die auf dynamische Signale reagieren können und Netzbetreiber, die diese senden können, sollten dies auch schon zu Wirkungsbeginn des neues Regulierungssystems dürfen und sollen. Bei Gruppen, bei denen solche Fähigkeiten sowohl im Hinblick auf Messtechnik als auch auf das Leistungsvermögen der Bezugsflexibilisierung noch nicht im funktionsfähigen Maße vorhanden sind, müssen Übergangsmodelle mit entsprechend eng gesetzten Fristen die Umstellung zusätzlich anreizen. Quasidynamische Modelle, die Signale über bestimmte Zeitfenster setzen, können dabei sicherlich helfen, solange deren zeitlicher Wirkungszeitraum entsprechend begrenzt wird.

2 Adressierte Nutzergruppen

Die BNetzA plant perspektivisch alle Netznutzergruppen, i.e. Verbraucher, Einspeiser und Speicher mit dynamischen Arbeitspreisen zu adressieren. Zuerst plant die Behörde die Einführung jedoch für Speicher mit eigenem Netzanschluss, da diese besonders Preissensibel sind und relativ einfach flexibel gefahren werden können.

[1] S. BEE Stellungnahme zum Diskussionspapier im Verfahren zur Festlegung AgNes 2025.

2.1 Einspeiser

Der BEE hat bereits sich bereits in der vorangegangenen Konsultation zu den Eckpunkten der BNetzA im AgNes-Prozess zu einer Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten kritisch geäußert.[2] Dabei wurde durchaus gezeigt, dass man sich in der Branche des Problems des hohen systemischen Kostendrucks für die Verbraucher bewusst ist. Man zeigte sich bereit, offen über die Auswirkungen zu diskutieren und übernahm auch Verantwortung für die Rolle der EE im Gesamtsystem. Jedoch wurde auch auf die damit einhergehenden negativen Effekte auf die Investitionsbedingungen für EE-Anlagen, die nicht durchdachten Umverteilungseffekte über das EEG-Konto auf den Bundeshaushalt und je nach Ausgestaltung auf steigende Stromgestehungskosten ausführlich hingewiesen.

Insbesondere wurde angemahnt, dass die Behörde das mit einem Netzentgelt für Einspeiser verbundene Ziel klar voranstellen sollte und eine Doppelbelastung durch Finanzierungsbeitrag und Anreizfunktion, sowie eine mögliche Dreifachbelastung durch den speziellen Fall eines anreizsteuernden BKZs, definitiv vermeiden sollte.

Im nun vorliegenden Orientierungspunktepapier wirft die BNetzA die Frage auf, ob neuen Erzeugungsanlagen durch dynamische Entgeltkomponenten Anreize für die Standortwahl vermittelt werden könnten. Der BEE verneint diese Frage entschieden.

Die Annahme von mehrjährig vorzeichengleichen dynamischen Entgelten für spezifische Netzgebiete erscheint nicht plausibel. Darüber hinaus wirken Verstärkungs- und Optimierungsmaßnahmen in der Netzbetriebsführung, aber vor allem der rasche Zubau von Batteriespeichern deutlich schneller und es ist anzunehmen, dass gerade für bestehende Anlagen die Erweiterung des Anlagenbestands um Co-location Speicher immer lukrativer wird. Zusätzlich sehen wir bereits, dass gerade bei neuen PV-Freiflächenanlagen, die abregelungsrelevanten Mengen überwiegend in Zeiten negativer Preise fallen und dadurch sowieso markbedingt durch den Direktvermarkter geregelt werden, i.S.v. §§51 und 51a EEG. Eine verhaltensändernde Anreizsteuerung ist also nicht zwingend notwendig.

Ein dynamisches Entgelt, welches Bestandsanlagen adressiert, also auf rückwirkende Investitionen greift, ist zudem aus Sicht des BEE nicht zulässig. Dies würde für die Investitionen in Erneuerbare einen verheerenden Vertrauensschaden bewirken und greift in den Vertrauensschutz ein. Zusätzlich ist es nicht nötig, da zukünftig Co-located Speicher zur Entspannung eines Netzstranges beitragen werden, bzw. für eine Glättung des Einspeiseverhaltens sorgen. Standortsteuerung, bzw. die Entscheidung, ob eine Anlage nun gebaut wird oder nicht, wird in einem Szenario mit dynamischen Einspeisenetzentgelten also deutlich stärker von den Investitionsbedingungen (z.B. einem veranschlagten BKZ), als dem Erwartungswert über die Erlössituation bestimmt werden.

Der BEE bekräftigt an dieser Stelle seine Position und lehnt die Einführung von dynamischen Einspeiseentgelten für alle dargebotsabhängigen (Wind- und PV-Anlagen) Erzeugungsanlagen ab. Vielmehr empfehlen wir Anlagen, die durch ihr Einsatzverhalten Mehr- und Minderbelastungen nicht ausgleichen können, gegebenenfalls anders zu behandeln. Eine Ausnahme insbesondere für Wind- und PV-Anlagen ist allein schon deshalb geboten, da

[2] S. BEE Stellungnahme zum Diskussionspapier im Verfahren zur Festlegung AgNes 2025.

ansonsten hier zwei negative Aspekte sehr häufig gleichzeitig greifen. Durch die hohe jeweilige Gleichzeitigkeit und die hohen installierten Leistungen beider Technologien fällt der Netzengpass mit einer hohen Wahrscheinlichkeit auch mit niedrigen Marktpreisen zusammen. Dadurch werden der Strommarktmechanismen, parallel mit den geplanten dynamischen Netzentgelten und in der letzten Stufe mit Redispatchmechanismen greifen. Durch das Zusammenspiel dieser 3 unterschiedlichen Mechanismen ist jegliche Planbarkeit unmöglich und damit die Finanzierung von neuen PV und Windanlagen mit großen Risikozuschlägen behaftet. Dieser Effekt wird sich signifikant auf die Erzeugungskosten durchschlagen.

Es zeigt sich an dieser Stelle erneut, dass es in der Diskussion um die Beteiligung von Einspeisern an den Netzausbaukosten keine einheitliche, für alle Technologien gleichermaßen geeignete Lösung geben kann. Dynamische Einspeiseentgelte können bei sachgerechter Ausgestaltung für steuerbare erneuerbare Energien wie etwa Biogasanlagen wirksame finanzielle Anreize setzen, die Stromproduktion aus Engpasszeitfenstern in netzdienlichere Zeiträume zu verlagern. Für dargebotsabhängige Technologien sind solche Instrumente hingegen faktisch nicht umsetzbar bzw. führen lediglich zu zusätzlichen Belastungen, ohne die Betriebsweise maßgeblich beeinflussen zu können.

Umgekehrt verhält es sich bei einem Baukostenzuschuss oder einem kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt. Diese Instrumente sind zwar nicht Gegenstand der Konsultation, verdeutlichen jedoch die Notwendigkeit einer technologischen Differenzierung. Biogasanlagen, die gemäß § 50 EEG einen Flexibilitätszuschlag erhalten, verfolgen das Ziel, eine möglichst hohe installierte Leistung vorzuhalten, diese jedoch nur in begrenzten Zeitfenstern mit hoher Residuallast abzurufen. Sowohl ein Baukostenzuschuss als auch ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt würden dieses politisch gewollte und energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätskonzept konterkarieren.

Demgegenüber könnten dargebotsabhängige Technologien mit kapazitätsbezogenen Instrumenten oder einem Baukostenzuschuss bei entsprechender Ausgestaltung besser umgehen, da diese im Vergleich zu dynamischen Einspeiseentgelten eine höhere Planungs- und Investitionssicherheit bieten können.

Der BEE bittet die Bundesnetzagentur daher anzuerkennen, dass die Erneuerbaren-Branche durch das Nebeneinander von dargebotsabhängigen und steuerbaren EE-Technologien, Speichern sowie Prosumer-Konzepten derart heterogen ist, dass eine Pauschallösung nicht zielführend sein kann. Jedes der vorgeschlagenen Instrumente weist für sich genommen ein erhebliches Eingriffspotenzial in bestimmte Teilbereiche der Branche auf und kann einzelne Betriebskonzepte oder Technologien strukturell benachteiligen.

Der BEE unterstreicht daher die zwingende Notwendigkeit, in der weiteren Diskussion sowohl technologische Unterschiede als auch das Kriterium der Systemdienlichkeit, einschließlich eines politisch gewünschten Einspeiseverhaltens, angemessen zu berücksichtigen. Eine Reduzierung der Debatte auf die Anschlussleistung oder die insgesamt eingespeiste Strommenge greift zu kurz und wird der Systemkomplexität nicht gerecht.

Im Sinne der Energiewende gilt es, möglichst viel Grünstrom in das Stromnetz und perspektivisch das gesamte Energiesystem zu integrieren. Dazu braucht es sinnvolle Anreize und Rahmenbedingungen für Flexibilitäten, sowie einen beschleunigten Netzausbau. Ein dynamisches Einspeiseentgelt, das selbstverständlich nur auf neue Anlagen anzuwenden wäre, ist qua Definition nicht in der Projektfinanzierung ex-ante kalkulierbar. Insbesondere dargebotsabhängige EE-Projekte würden nicht oder nur zu ungünstigeren Konditionen

finanziert, was sich in deutlichen Risikoaufschlägen in den Ausschreibungen niederschlagen würde. Dadurch würde der EE-Ausbau verlangsamt und verteuert. Unterm Strich steigen die Stromgestehungskosten dadurch mehr, als die Netzentgelte durch die einspeiseseitig vermiedenen Netzentgelte sinken.

2.2 Speicher

Der BEE findet die Diskussion um die Anreizsetzung für Batteriespeichern via dynamischer Netzentgelte in der Sache nachvollziehbar und kann den Überlegungen der BNetzA, diese Netznutzergruppe bereits zu Beginn des neuen Netzentgeltssystems 2029 einzubinden nachvollziehen. Allerdings gilt es hier die Frage des Vertrauensschutzes der getätigten Investition, bzw. des Bestandsschutzes in angemessener Weise zu berücksichtigen und geltendes Recht zu wahren – § 118 Abs. 6 EnWG wurde hinreichend im Workshop zum Thema Speichernetzentgelte diskutiert. Der BEE lehnt die vorzeitige Aufhebung der Vollbefreiung von BESS und Pumpspeichern vor Ablaufen des rechtlich zugesicherten Zeitraums von 20 Jahren ab.

Die Einbindung von Co-located Speichern (hinter dem Netzanschlusspunkt) in eine dyn. Entgeltsystematik ist mit einer eigenen Messung am Speicher sinnvoll und möglich.

Der BEE verweist für eine tiefere Betrachtung auf seine Stellungnahme zu „Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“ im Rahmen der Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes).

2.3 Verbraucher

Der BEE befürwortet die Einführung dynamischer Entgelte für Verbraucher und empfiehlt auch an dieser Stelle ein Vorgehen, orientiert am bereits benannten Pragmatismuskriterium. Die Vorteile Flexibilitäten im Netz zu heben, liegen auf der Hand, einzig der Umsetzungszeitpunkt und die Abgrenzung zwischen den einbindbaren Gruppen stellt dabei die Schwierigkeit dar. Der BEE empfiehlt auch hier die pragmatische Vorgehensweise. Überall wo eine Teilnahme an dynamischen Netzentgelten von Verbrauchern aufgrund der richtigen Messtechnik (iMSys oder RLM) möglich ist, sollten diese auch schnellstmöglich angewandt werden.

2.4 Prosumer

Diese besondere Gruppe wird im Papier der BNetzA nicht besprochen, hat aber erhebliches Potential auf Netzsignale in Form eines dyn. Arbeitspreises zu reagieren. Warum die BNetzA sie hier nicht näher in ihre Überlegungen einbezieht, ist nicht verständlich. Stattdessen werden an anderer Stelle – gemeint sind die Ausführungen der BNetzA in dem Orientierungspunkten zu den Netzentgeltkomponenten bzw. dem Grundmodell - diskriminierende und die BNetzA-eigene Zielsetzung der Kostenreflexivität verletzende Vorschläge diskutiert.[3]

Vielmehr sollte es das Ziel sein, ein kostenreflexives Modell zu etablieren, welches Prosumer fair einbindet, ohne sie zu überlasten, ihren Beitrag zur Energiewende anerkennt und gleichzeitig den Netzausbaubedarf begrenzt. Es gilt also über die Einbindung von „wirklichen“ dyn. Preisbestandteilen, das Potenzial für Flexibilität und netzdienliches Verhalten gezielt anzureizen und so die Haushalte i.S. eines netzverträglichen Agierens mitzunehmen.

Der BEE spricht sich daher dafür aus, dynamische Netzentgelte bis hinunter in die Niederspannung für den Bezug und die Einspeisung aus der Batterie zu ermöglichen.

Denkbar könnte ein Modell sein, dass den aus dem Grundmodell der BNetzA stammenden, richtigen Ansatz der zu bepreisende Kapazität als netzdimensionierenden Parameter übernimmt. I.e. der Netznutzer bucht über einen fest definierten Zeitraum, vorzugsweise jährlich, eine vertraglich zugesicherte Kapazität beim Netzbetreiber. Ein zusätzlicher dynamischer Arbeitspreis, der bei Überschreiten der gebuchten Kapazität und je nach Netzzustand vorzeichengerecht anfällt, sorgt beim Kunden für die nötige Internalisierung der Netzkosten des eigenen Verhaltens.

Um den Netzkostendeckungsbeitrag aufzubringen also das Optimieren der Netznutzer hinsichtlich von 0-Kapazitätsbestellung zu vermeiden und der flexibilitätshemmenden Wirkung eines Kapazitätspreises entgegenzuwirken, bedarf es jedoch folgende Anpassungen bzw. Erweiterungen. So muss das Modell eine verpflichtende Mindestbestellkapazität zur Sicherstellung der Netzfinanzierung besitzen. Dadurch lässt sich verhindern das Letztkunden eine 0-Kapazität buchen und sich über individuelle Optimierung über Boni (dyn. AP) komplett von Netzentgelten befreien können.

Um dem Problem zu begegnen, dass durch den Anschlussnehmer Überkapazität gebucht wird, um sich vor hohen dynamischen Entgelten zu schützen könnte die buchbare Kapazität auch nach oben hin gedeckelt werden. Ein Nachweisen des berechtigten Interesses der Haushalte über die Hohe der zu buchenden Leistung sollte möglich sein. Die Leistungsanforderung von Wärmepumpen und Wall Boxen ist schließlich im Vorfeld (vor dem Installationszeitpunkt) bekannt und muss gemeldet werden.

Voraussetzung für die Teilnahme der Letztnutzer an diesem Modell ist natürlich, das richtige Messkonzept bzw. das Vorhandensein eines iMSys. Das diese bei Prosumer-Haushalten in

[3] Zusätzlich zum eigenen Zielbild der BNetzA ist die Kostenreflexivität auch eine europarechtliche Vorgabe. Wir verweisen an dieser Stelle auf die BEE Stellungnahme zum Grundmodell der AgNes-Festlegung.

auslegungsrelevanten Größenordnungen (Verbraucher mit mehr als 4,2 kW Leistung) i.d.R. erfüllt wird, ist anzunehmen, zumal dies auch gesetzlich gefordert ist.[4]

Der BEE bietet an dieser Stelle gern einen weiteren Austausch mit der BNetzA an und steht für Rückfragen bereit.

3 Bemessung, Weitergabe und Abrechnung

Die BNetzA schlägt vor, die dynamische Arbeitspreiskomponente vorzeichengerecht, „top-down“ kumulierend weiterzugeben. Der zeitliche Ablauf dieses Prozesses soll so gestaltet werden, dass nachgelagerte Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, die Wirkungen der von vorgelagerten Netzbetreibern festgelegten dynamischen Entgelte auf ihr Netz abzuschätzen und bei Bedarf durch eigene dynamische Entgeltkomponenten gegenzusteuern. Die dynamische Entgeltkomponente soll dabei richtigerweise nicht in die vertikale Kostenwälzung einbezogen werden. Folgend wird die von der Behörde dargestellte Methodik zur Bemessung des dynamischen Entgelts im näheren bewertet.

Höhe eines dynamischen Entgelts bzw. Bemessungsgrundlage

Die BNetZA schlägt vor die Höhe eines dynamischen AP so auszulegen, dass damit diejenige Menge adressiert wird, die es benötigt, um die jeweilige potenzielle Redispatchmaßnahme aufzuheben, welche durch das dynamische Entgelt verhindert werden soll. Der Grundgedanke ist für Verbrauchernetzentgelte nachvollziehbar und plausibel – einspeiserseitig jedoch abzulehnen. Der Preis für die Vermeidung einer Redispatchmaßnahme muss den Kosten entsprechen, die für die Abregelung der engpassauslösenden Menge entstehen würden und über die dynamischen Entgelte für alle Verbraucher in diesem Engpassgebiet aggregiert werden.

Wie eine geeignete Bemessungsmethodik für Beiträge zur dynamischen Netzentgeltkomponente im Einzelnen aussehen könnte, ist jedoch schwierig vorzugeben und kann dabei nach Einschätzung der BNetZA nicht durch die NB allein geleistet werden. Die Behörde empfiehlt daher einen Branchenprozesses zwischen allen Stakeholdern. Eine Einschätzung, die der BEE befürwortet und teilt.

Weitergabe / Kaskadierung

Zur Überlegung steht, jeden Netznutzer mit genau den Beiträgen zum dynamischen Entgelt zu konfrontieren, die sich auf die von seinem Verhalten beeinflussten Netzengpässe beziehen. Das bedeutet also, pro Ebene wird ein Beitrag veranschlagt und für die Nutzer deren Verhalten Engpasswirkung hat, aufaddiert. Dabei wird ein Top Down-Ansatz aus der Übertragungsebene hinab verfolgt, wobei die NB bei Folgeengpässen auch gegenläufige Entgelte festlegen dürfen.

[4] Vgl. §29 MsbG i.V.m. §14a EnWG.

Diese sollen ein Entgelt des vorgelagerten Netzes notfalls auch egalisieren – das dynamische Entgelt soll also vorzeichengerecht, kumulativ und kaskadiert wirken.

Der BEE schätzt den Vorschlag als geeignete Möglichkeit ein, sieht aber einige Schwierigkeiten, die von der BNetzA berücksichtigt werden sollten. Eine Orientierung an den Kosten für die dann so vermiedene Redispatch-Maßnahme steht im Raum. Die Überlegungen können durch den BEE geteilt werden und scheinen plausibel. Zu Bedenken ist jedoch, dass es für eine funktionierende Umsetzung einen reibungslosen und vollständiges Redispatch-Instrumet benötigt. Die Umsetzung und Anwendung des sogenannten Redispatch 2.0 stimmt jedoch alles andere als zuversichtlich. Gerade bei den vielen Mängeln in der Marktkommunikation, z.B. dem Nichtbeachten von gemeldeten Nichtverfügbarkeiten, bleiben erhebliche Zweifel, dass die Netzbetreiber eine komplexe Netzentgeltsetzung mit dem für ihr Netzgebiet bzw. ihre Netzsituation notwendigen Netzentgeltbeitrag wirklich korrekt, day ahead festsetzen können.

Möglicherweise müssten hier auch Testphasen oder Pilotprojekte in der Praxis in Erwägung gezogen werden, um die nötige Erfahrung zu sammeln. Auch könnte der einfachere Ansatz eines übergeordneten Preissignals aus ÜNB-Ebene, welches schlicht durch den nachgelagerten VNB weitergereicht wird, hier übergangsweise helfen.

Zeitliche Geltungshorizont

Nach Überlegungen der BNetzA sind präventive dynamische Netzentgelte für Netzgebiete vorstellbar, deren Kapazitätsreserven sich erschöpfen und dort wo in absehbarer Zeit Netzausbau- bzw. -verstärkungsbedarf notwendig werden.

Dafür müssten die vorhanden Übertragungskapazitäten aber transparent bekannt und ausgeweisen sein – was sie derzeit nicht sind, da NB sich behebe weigern in diesem Punkt auskunftspflichtig zu werden. Bemühungen für mehr Netztransparenz z.B. durch eine Veröffentlichungspflicht von Netzzustandskarten werden immer wieder abgelehnt – jüngst mit dem Verweis auf zu schützende kritische Infrastruktur, deren Informationen nicht öffentlich zugänglich sein dürften.[5] Dabei ist es auch für die transparente Entgeltbildung notwendig, dass diese Informationen zugänglich sind, wobei das Thema Sicherheit von kritischer Infrastruktur natürlich verhältnismäßig mitgedacht werden sollte.

Weiter ist es schwierig zu bewerten, wann die Übertragungskapazitätsreserve eines Netzgebiets hinreichend stark ausgeschöpft ist, um einen präventiven Eingriff zu rechtfertigen. Die Verteilnetzlandschaft ist äußerst heterogen. So findet das n-1 – Prinzip keinesfalls flächendeckende Anwendung und verschiedene Möglichkeiten der Netzbetriebsführung wie z.B. die kurative Netzbetriebsführung werden kaum ausgeschöpft. Auch in der Hochspannung gibt es noch Spielraum - Freileitungsmonitoring wird nur von 19 der 62 VNB mit Hochspannungsnetz angewendet, obwohl Gutachten bereits 2021 gezeigt haben, dass Leitungen durch das witterungs- und temperaturabhängige Freileitungsmonitoring um bis zu 50 % stärker ausgelastet werden könnten. Der BEE appelliert hier daran erst alle bereits

[5] Der BEE bezieht sich hier auf die Positionierung vieler Netzbetreiber und zugehöriger Verbände zur KRITIS-Verordnung.

bestehenden Maßnahmen voll auszuschöpfen, bevor solch weitreichende und äußert schwierig zu konstruierende Instrumente zum Einsatz kommen.

Veröffentlichung

Da ein Netznutzer nur bei entsprechender Informationsverteilung adäquat auf ein dyn. Entgelt bzw. ein Preissignal reagieren kann, ist ein gewisser Vorlauf bei der Erhebung und Bekanntmachung unbedingt notwendig. Die BNetzA schlägt hier eine Veröffentlichung vor der Day-ahead-Auktion des Börsenspothandels (day ahead) in 15 Minuten Intervallen vor. Diese sollen auf einer zentralen Plattform mit standardisierten Datenschnittstellen veröffentlicht werden. Der BEE bewertet diese Vorschläge äußerst positiv und begrüßt eine automatisiert abrufbare und maschinenlesbare Lösung ausdrücklich.

Messung und Abrechnung – Teilnahmebedingungen und Übergangsregeln

Die Behörde führt richtigerweise an, dass der Zeitaufwand den die Netzbetreiber für die Umsetzung der erforderlichen Anpassungen in ihren IT-Systemen, Schnittstellen und für massentaugliche Prozesse benötigen, noch nicht bekannt ist und durchaus unterschiedlich ausfallen kann. Sowohl Lieferanten als auch die VNB müssen die zeitreihenbasierte Abrechnung beherrschen, wobei diese Fähigkeit bei den Lieferanten durch die Vorgaben zu verpflichtenden dynamischen Stromtarifen nach §41b EnWG, bereits deutlich stärker ausgebaut sein sollte. Auf Verbraucherseite ist der Rollout von intelligenten Messsystemen, oder der Anteil von Nutzern mit RLM entscheidend, da SLP-Kunden kein dynamisches Preissignal sehen bzw. implementieren können.

Auch wenn die notwendigen Anforderungen für die Fähigkeit zur Umsetzung und Teilnahme an einem dynamischen Netzentgelt hoch sind, sollte hier nicht die Chance verpasst werden und die Einführung durch die BNetzA zügig vorangetrieben werden. Dahingehend kann eine schrittweise Einführung von dynamischen Entgelten, differenziert nach Netzebenen hilfreich sein.

Der BEE spricht sich erneut für die Berücksichtigung der nötigen Menge Pragmatismus in der Entscheidungsfindung aus.[6] Überall dort, wo eine Dynamisierung bereits 2029 möglich ist, sollte sie auch verpflichtend genutzt werden. Übergangsregeln durch zeitvariable Preissignale ähnlich zu Modul 3 des §14a EnWG sind denkbar, überall da wo dynamische Entgelte noch nicht anwendbar sind. Unbedingt notwendig ist es jedoch knappe Übergangsfristen zu setzen, um einen hohen Umsetzungsdruck aufrechtzuerhalten.

[6] S. Kap. 1 Zielsetzung: Anreize für Nutzungsverhalten, Pragmatismuskriterium.

Ansprechpartner*innen

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

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

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

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

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. Februar 2026