

BEE-Stellungnahme

zu den Orientierungspunkten im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (Ag-Nes) [GBK-25-01-1#3]

Berlin, 30. Januar 2026



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Inhaltsverzeichnis..... | 2 |
| Das Wichtigste in Kürze | 3 |
| Vorbemerkungen..... | 3 |
| 1 Ansatz – Trennung der Finanzierungs- und Anreizfunktion | 4 |
| 2 Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit als notwendige Bedingung | 4 |
| 3 Finanzierungsfunktion | 5 |
| 3.1 Kunden ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden >100.000 kWh | 5 |
| 3.2 Fragen der BNetzA | 6 |
| 3.3 Prosumer – Kunden in der Niederspannung < 100.000 kWh..... | 7 |
| 4 Anreizfunktion | 8 |
| 4.1 Fragen der BNetzA | 8 |
| 4.2 Anreize für Investitionsentscheidungen | 9 |
| 4.3 Fragen der BNetzA | 10 |
| Ansprechpartner*innen..... | 12 |

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.
- Die Abkehr vom leistungsbezogenen Netzentgelt hin zu **kapazitäts- und arbeitsbasierten Entgelten** für größere Netzkunden wird unterstützt, da Leistungsentgelte Flexibilität hemmen.
- Kritisch zu sehen ist, dass das Grundmodell den **Netzausbaubedarf möglicherweise nicht reduziert**, da Netzbetreiber weiterhin auf die maximale Last dimensionieren könnten.
- Die **Einführung von Einspeiseentgelten** 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 Netzentgeltssystematik 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 Dezember 2025 und im Januar 2026 bereits drei Expertenworkshops statt, in denen die Vorschläge vorgestellt und diskutiert wurden. In den drei Terminen wurden die Finanzierungskomponenten des beabsichtigten Grundmodells der Entgeltkomponenten für die Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung (NS), für Kunden mit RLM und für Verbraucher in der Niederspannung vorgestellt. Zudem wurden die Anreizkomponenten mittels dynamischen Entgeltkomponenten mit der Branche diskutiert.

Der BEE dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme und legt seine Bewertung der Vorschläge im Folgenden dar.

1 Ansatz – Trennung der Finanzierungs- und Anreizfunktion

Es ist zu begrüßen, dass die BNetzA die Rückmeldungen der Branche aufgenommen hat und bei der Ausgestaltung der Entgeltkomponenten die Wirkungsweise von Finanzierungs- und Anreizfunktion getrennt voneinander betrachtet. Es ist wichtig, dass beim Anliegen der Deckung der Netzkosten (Finanzierungsfunktion) durch ein Entgeltinstrument, möglicherweise auftretende Effekte, die sich negativ auf die Betriebsweise/Nutzerverhalten (Anreizwirkung) auswirken könnten, berücksichtigt und so minimal wie möglich gehalten werden. Fehlanreize, die ein systemdienliches Verhalten bestrafen, gilt es unter allen Umständen zu vermeiden, gleichzeitig muss die zusätzliche Kostenbelastung in einem verträglichen Rahmen bleiben. Vielmehr muss berücksichtigt werden, dass die Anreize genutzt werden können, um ein netzdienliches Verhalten zu belohnen. Bei der richtigen Ausgestaltung der Instrumente können mehrere Ziele parallel erreicht werden.

2 Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit als notwendige Bedingung

Die Regulierungsbehörde verfolgt zu Recht das Ziel, die Investitionsentscheidungen und das Netznutzungsverhalten durch Entgeltkomponenten mit Anreizwirkung so zu steuern, dass die verursachten Netzkosten internalisiert werden. Damit ein Netznutzer seine Betriebsweise bzw. sein Agieren im Netz nach einem Netzdienlichkeitskriterium entsprechend einer solchen Entgeltkomponente anpassen kann, ist ein gemeinsames Verständnis hierüber notwendig. Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit besitzen nach unserem Verständnis gewisse Schnittmengen, sind aber nicht kongruent. So ist beispielsweise eine systemdienliche Erzeugungsanlage nicht allein durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen als solche zu definieren, während eine sich netzdienlich verhaltende Anlage nicht zwangsläufig zugleich systemdienlich agieren muss. Eine genaue Beschreibung dieser beiden Eigenschaften schafft Transparenz und Sicherheit für den gesamten Reformprozess der Netzentgeltssystematik. 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 beiden Begriffe durch die Behörde – zumindest sollte ein behördliches FAQ erstellt werden. Der BEE und seine Mitglieder erarbeiten derzeit ein entsprechendes Hinweispapier und bieten der BNetzA ihre Unterstützung an.

3 Finanzierungsfunktion

3.1 Kunden ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden >100.000 kWh

Das sogenannte Grundmodell der BNetzA soll bei Netzkunden ab der Umspannebene 6 MS/NS und Niederspannungskunden (NS) mit einem Verbrauch über 100.000 kWh p.a. bzw. Registrierender Leistungsmessung (RLM) Anwendung finden. Es ist vorgesehen, von der derzeitigen Leistungsbeziehung abzuweichen und die Netznutzung über eine Kombination aus Kapazitäts- und Arbeitsbeziehung (KP und AP) abzurechnen und anzureizen.

Dabei bestellt der Netznutzer jährlich eine frei wählbare Kapazität, wobei diese weder mit einer vertraglich gebuchten Kapazität nach dem Vorbild der Gasnetzentgelte vergleichbar ist noch auf die technische Netzanschlusskapazität abstellt. Eine so bestellte Kapazität unterliegt der Nebenbedingung: die jährliche Wahlkapazität \leq der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität \leq der technischen Netzanschlusskapazität. Für bezogene Mengen bis zur Höhe der bestellten Kapazität zahlt der Netznutzer einen Arbeitspreis 1 (AP 1). Eine Überschreitung der bestellten Kapazität ist dabei explizit zulässig und wird mit einem höheren Arbeitspreis 2 (AP 2) bepreist. Die Überschreitung ist allerdings nur bis zur Höhe der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität zulässig. Die AP stellen jedoch keine dynamischen Preise dar, sondern sind ausschließlich in Ihrem Verhältnis zueinander variabel, wobei die Ermittlung hier eine gewisse Komplexität mit sich bringt. Der AP 2 darf nicht so hoch sein, dass er ein Flexibilitätshindernis darstellt. Gleichzeitig soll nach den Plänen der BNetzA der Erlösanteil aus KP + AP 2 die Netzkosten zu einem gewissen Grad decken, während die Regulierungskontosalden nicht ausufern sollen. Für den Netznutzer stellt die Wahl der für ihn richtigen Kapazität bei gegebenen KP, AP und Erwartungen über den Verlauf der eigenen Dauerlinie das individuelle Optimum dar.

Die BNetzA betont, dass Überlegungen zur Kostenbeteiligung von Einspeisern noch nicht abgeschlossen sind und sich die Überlegungen aus dem Grundmodell ggf. nicht auf Einspeiser übertragen lassen. Die nachfolgende Bewertung beschränkt sich daher auf die Anreizfunktion des Grundmodells auf Lasten im Stromnetz. Die Einführung von Einspeiseentgelten lehnt der BEE explizit ab.

Das Abstellen auf einen Arbeitspreis erscheint hier grundlegend richtig, um auch Kunden mit hoher Benutzungsstundenzahl zu erfassen. Die Ausweitung von flexiblem Lastverhalten ist eine gewünschte und notwendige Entwicklung im Stromsystem. Die Eignung der g-Funktion zur Abbildung der Wahrscheinlichkeit eines Beitrages des Netznutzers zur Jahreshöchstlast ist stark

zu bezweifeln. Dahingehend ist die Abkehr vom Leistungspreis bzw. der Bepreisung der individuellen Jahreshöchstlast, welche ein Flexibilitätshemmnis darstellt, folgerichtig.

Der Verzicht auf dynamische AP an dieser Stelle ist mit Blick auf die durch die Behörde selbst gesetzte Trennung der Komponentenfunktionen (Anreiz und Finanzierung) konsistent und begrüßenswert. Sicherlich kann ein passend ausgestalteter möglicher dynamischer AP 2 Anreize für ein Verhalten setzen, das die Netzauslastung berücksichtigt, jedoch birgt dies die Gefahr von ungewollten negativen Externalitäten. Die Konzentration auf die reine Finanzierungsfunktion minimiert solche Auswirkungen und respektiert dabei auch das individuelle Flexibilitätsvermögen der Netznutzer.

Auch wenn die Trennung als folgerichtig bewertet wird, sollte dennoch betrachtet werden, ob der Netzausbaubedarf durch dieses Modell wirklich in dem beabsichtigten Maße gesenkt werden kann. Da der Strombezug oberhalb der bestellten bis zur vertraglich vereinbarten Kapazität weiterhin möglich bleibt, ist es infolgedessen denkbar, dass Netzbetreiber ihre Netze weiterhin nach der maximalen Last/Einspeisung dimensionieren, ungeachtet der individuell ermittelten optimalen Anschlusskapazität durch den Kunden. Der Netzausbaubedarf und die Systemkosten sinken in diesem Szenario nicht.

Folglich sollte die BNetzA in Betracht ziehen, ob das Grundmodell nicht dahingehend vereinfacht werden könnte: Ein statischer AP 1 bis zur gebuchten Netzanschlusskapazität erfüllt die Finanzierungsfunktion. Ein dynamischer AP 2 reizt lokal und zeitlich differenziert und vorzeichengerecht das benötigte Bezugsverhalten an. Der AP 2 reduziert so den lastseitigen Redispatch-Bedarf und senkt somit die Systemkosten. Die Überdimensionierung der Netzanschlusskapazität wird durch sachgerechte BKZ angereizt.¹

Der Vorschlag der BNetzA, den Netznutzern durch die Netzbetreiber ein möglichst einfaches Rechentool zur Ermittlung ihrer individuellen optimalen Bestellkapazität zur Verfügung zu stellen, findet die volle Unterstützung des BEE.

3.2 Fragen der BNetzA

Wäre eine andere als die hier vorgeschlagene mengenbezogene Abgrenzung (100.000 kWh) für die Anwendung dieses Modells sachgerechter?

Eine Größenunterscheidung bei der verbindlichen Anwendung des vorgestellten Grundmodells ist hinsichtlich der mit der RLM verbundenen Kosten für den Netznutzer sicherlich vertretbar. Dennoch spricht aus Sicht des BEE nichts dagegen, auch Kundengruppen, bei denen die notwendigen technischen Voraussetzungen oder das Leistungsvermögen zur Flexibilisierung des Verbrauchs bereits bestehen, hier eine Wahlmöglichkeit anzubieten. Und das Modell entsprechend angepasst auch schon zu Wirkungsbeginn der neuen Netzentgeltssystematik in der NS anzusiedeln.²

¹ S. Kap. 4.2.

² S. Kap. 3.3.

3.3 Prosumer – Kunden in der Niederspannung < 100.000 kWh

Die vorgestellten Überlegungen zur stärkeren Beteiligung von Prosumern an den Netzkosten teilt der BEE nicht. Investitionen in PV-Aufdachanlagen, Speicher und steuerbare Verbrauchsanlagen haben gerade im privaten Sektor einen entscheidenden Beitrag zur Akzeptanzsteigerung der Energiewende geleistet und sollten geachtet werden. Eine pauschale Bestrafung solcher Kundengruppen über einen höheren Grundpreis ist nicht sachgerecht, da jeder Anreiz zu netzoptimiertem Verhalten entfällt.

Gleichzeitig ist der Ansatz weder kostenreflexiv noch diskriminierungsfrei und läuft so den Vorgaben der RED II Richtlinie Art. 21 Nr. 68 entgegen – *„Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sollten keine diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Lasten und Kosten zu tragen haben, und ihnen sollten keine ungerechtfertigten Umlagen und Abgaben auferlegt werden. Ihr Beitrag zur Verwirklichung des Klimaschutz- und Energieziels sowie die Kosten und Nutzen, die sie für das Energiesystem im weiteren Sinne mit sich bringen, sollten berücksichtigt werden.“*

Der von der BNetzA hier dargelegten Begründung, dass sich Prosumer durch Eigenverbrauchsoptimierung gegen das Netz optimieren und sich so gegenüber allen Netznutzern hinsichtlich der Netzkostenfinanzierung entsolidarisieren, kann der BEE nicht folgen. Prosumer verfügen i. d. R. über eine oder mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtung (z. B. Speicher, Wärmepumpe, Wall Boxen) bzw. haben einen starken Anreiz, sich entsprechend auszustatten. Dies geht mit einem höheren Stromverbrauch und auch Strombezug aus dem Netz einher. Die stark steigende Gruppe der vollständigen Prosumer mit Batteriespeicher, E-Auto, Wärmepumpe und intelligenter Vernetzung (HEMS) zeigt in Modellrechnungen eine Steigerung des Netzbezugs um über 90% gegenüber Einfamilienhäusern ohne PV-Anlage und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.³ Eine einseitige Belastung von Prosumern ist somit nicht valide begründbar und bewirkt eine Diskriminierung dieser Kundengruppe.

Weiter stellt sich bei einem erhöhten Grundpreis die Frage nach der preisauslegungsrelevanten Anlage bzw. Leistung. So verfügt eine Wallbox üblicherweise über eine höhere Leistung als eine Balkon-PV-Anlage, obwohl diese und deren Erzeugung aber den höheren Grundpreis begründen soll. Ein für alle Prosumeranlagen gleich hoher Grundpreis von z. B. 120 € p.a., wie von der BNetzA im Workshop am 19.12.2025 vorgeschlagen, würde sehr kleine PV-Anlagen (z. B. 0 bis 5 kWp) über Gebühr belasten. Wohingegen es bei großen Anlagen von 30 bis 100 kWp kaum einen Einfluss auf die Einnahmen bei den Netzentgelten gäbe.

Der BEE bewertet das Grundpreismodell als gänzlich ungeeignet. Auch saisonal differenzierte Arbeitspreise sind nicht geeignet, da sie die dringend benötigten Wärmepumpen im Betrieb deutlich verteuern würden und weitere negative Aspekte aufweisen. Vielmehr gilt es hier über die Einbindung von „wirklichen“ dynamischen Preisbestandteilen im Rahmen einer Anreizfunktion, das Potenzial für Flexibilität und netzdienliches Verhalten gezielt zu fördern und so die Haushalte i.S. eines netzverträglichen Agierens mitzunehmen. Mit einem richtigen

³ S. vorläufige Ergebnisse einer Studie des Fraunhofer-ISE zur Fördereffizienz von PV-Dachanlagen, Veröffentlichung in Kürze.

Anreizsystem kann ein deutlich leistungsreduzierender Effekt am Transformator ermöglicht werden, der den Netzausbau in der Niederspannung um ca. 25% reduzieren kann.⁴ Dies sollte im Rahmen der Anreizkomponenten diskutiert werden.

Ziel soll es sein, ein kostenreflexives Modell zu etablieren, welches Prosumer fair einbindet, ohne sie zu überlasten und gleichzeitig den Netzausbaubedarf begrenzt. Der BEE spricht sich daher für ein Entgeltmodell aus, welches auch für Prosumer mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh p.a. auf einem Kapazitätspreis basiert.

Der BEE wird sich im Rahmen der ausstehenden BNetzA-Konsultation zum „Anreizsystem“ näher dazu positionieren.

4 Anreizfunktion

4.1 Fragen der BNetzA

Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?

Der BEE spricht sich dafür aus, die gestaffelte Einführung von dynamischen Netzentgelten an den realen Gegebenheiten festzusetzen, i. e. an dem digitalen Leistungsvermögen bzw. der Messtechnik beim Kunden. Wo die Fähigkeiten bestehen, auf dynamische Preissignale zu reagieren, sollten diese zu Beginn der neuen Netzentgeltssystematik verbindlich angewendet und die Anreizeffekte mitgenommen werden. Dem Netznutzer sollte dahingehend das Recht zugestanden werden, dieses Entgeltssystem zumindest für die Ebenen 1 bis 3 gegenüber dem Netzbetreiber ab 2029 einzufordern. Für die weiteren Spannungsebenen müssten entsprechend eng gesetzte Übergangsfristen gelten.

Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?

Aus Sicht des BEE stellen Speicher aufgrund ihres Leistungsvermögens gerade in höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar.

⁴ Vgl. [Bergner et al. Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Prosuming, HTW Berlin 2025.](#)

Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z. B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als fünf Jahre dauern sollte?

Zwischenschritte mit geringerer Dynamik, z. B. Zeitfenster, sind als pragmatische Übergangslösung sicherlich vertretbar, jedoch ist hier die zeitliche Begrenzung entscheidend – ein Zeitraum von fünf Jahren erscheint zu lang.

Im Kern sind Zeitfenster, die sich auf das gesamte Netzgebiet beziehen, nicht granular genug und hätten wahrscheinlich einen dynamischen AP von 0 zur Folge, falls der Netzbetreiber die entsprechende Ebene nicht wirklich beobachten kann. Ein so konstruiertes Instrument, was faktisch keine Auswirkung hat, wäre vergleichbar zur jetzigen Anwendungssituation bei Eingriffen nach §14a EnWG und hätte keinen systemischen Nutzen.

Wenn der Netzbetreiber das dynamische AP-Signal aus dem vorgelagerten Netz weiterreicht und mit seinen eigenen AP verrechnet, würde zumindest ein kleiner Steuerungseffekt erzielt werden. Aber diese Methode/Zustand sollte dann ebenfalls zeitlich eng befristet werden und sich zudem auf eine Art und Weise in der Erlössituation des Netzbetreibers widerspiegeln, welche die Umstellung bzw. Digitalisierung des Netzes anreizt.

Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?

Vorerst sollte Modul 3 beibehalten werden, solange die Übergangsphase hin zum kritischen Punkt der Durchdringung von digitalem Leistungsvermögen bzw. der Messtechnik andauert. Ab dem Punkt, an dem bei der Mehrheit der Kunden diese Fähigkeiten vorhanden sind – „bei vollständiger Digitalisierung“ – wird es obsolet.

4.2 Anreize für Investitionsentscheidungen

Die Einschätzung, dass Investitionsentscheidungen grundsätzlich über einen Baukostenzuschuss (BKZ) internalisiert werden können, wird vom BEE geteilt. Allerdings ist dafür die Ausgestaltung des BKZ entscheidend und die Ansprüche an dessen Leistungsvermögen entsprechend hoch. Einheitliche BKZ je Netzgebiet bzw. Netzbetreiber können nicht leisten, was wirklich gebraucht wird – i. e. mindestens eine lokale Steuerungswirkung und eine technologische Differenzierung sowie der Anreiz zur netzdienlichen Fahrweise sind zu setzen. Weiterhin muss an dieser Stelle berücksichtigt werden, dass die Netzgebiete höchst unterschiedlich sind. Kleine Netzgebiete können von der Struktur nicht mit jenen großer Flächennetzbetreiber verglichen werden. Gleichzeitig darf die Ermittlung eines solchen BKZ nicht überkomplex sein, da sonst die Transparenz leidet. Somit müssten BKZ entsprechend pauschal sein, was Einzelfallentscheidungen ausschließt. Um trotzdem die bereits angesprochene Finanzierungs- und Anreizfunktion zu erfüllen, ist es essenziell, einen entsprechend breiten Anforderungskatalog zu erstellen, nach welchen Kriterien z. B. eine bestimmte Betriebsweise (finanziell) bewertet wird. Eine behördlich geprüfte Tarifierung scheint hier möglich und angebracht. Dieses Leistungsvermögen sehen wir derzeit nur bei differenzierten BKZ, mindestens nach Spannungsebenen bis Ebene 4, besser nach Netzregionen mit entsprechend hohem Redispatchvolumen innerhalb

eines Netzgebietes. Wobei Optimierung, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen über eine zeitliche Komponente/im zeitlichen Verlauf Berücksichtigung finden müssen.

Die technologische Differenzierung wird nötig, da ein regional hohes Abregelungsvolumen einer Erzeugungsart – zum Beispiel Windenergie im Norden oder PV-Strom im Süden Deutschlands – den Zubau der jeweils komplementären Technologie sowie von steuerbaren Biogas- und Batteriespeichern nicht negativ anreizen sollte. In diesen Netzregionen kann weiterer EE-Strom in das Netz eingespeist werden, wodurch die Energiewende voranschreitet und der Strompreis gesenkt werden kann. Die Einfachheit des Instruments muss dabei im Vordergrund stehen.

4.3 Fragen der BNetzA

Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?

Falls die BNetzA den BKZ abschließend als geeignetes Instrument zur Standort- und Nutzungsverhaltenssteuerung betrachtet und in die finale Festlegung der Netzentgeltssystematik aufnehmen sollte, spricht sich der BEE für eine verpflichtende Einführung für alle Netzbetreiber aus. Dabei ist zu beachten, dass ein solcher BKZ technologiespezifisch und nicht absolut, d.h. sowohl positiv, null oder auch negativ sein muss, um die entsprechenden Zielwirkungen zu signalisieren.

Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?

Eine Einzelfallerhebung sollte im Hinblick auf Transparenz bei der Ermittlung und der angemahnten Einfachheit des Instruments nicht in Betracht gezogen werden. Die pauschale Bemessung erscheint hier zielführender, wobei auch eine behördlich geprüfte Tarifierung möglich wäre.

Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

Wichtige Parameter sind die Netzebenen bis Netzebene 4 eines Netzgebiets und die erwarteten Redispatchmengen differenziert nach Erzeugungstechnologie für die nächsten fünf Jahre. Somit ließe sich eine gewisse Orientierung an den Grenzkosten des Netzes erreichen.

Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebietes räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?

Falls die BNetzA den BKZ abschließend als geeignetes Instrument zur Standort- und Nutzungsverhaltenssteuerung betrachtet und in die finale Festlegung der Netzentgeltssystematik aufnimmt, sollten diese zur Allokationssteuerung eingesetzt werden. Einheitliche BKZ können dies nicht leisten, weswegen sie zwangsläufig differenziert werden müssen, um die beabsichtigte

Lenkungswirkung zu entfalten. Zusätzlich spricht sich der BEE in diesem Fall für eine Differenzierung nach Technologie und abgestellt auf das Redispatchvolumen aus.

Ansprechpartner*innen

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

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

[Redacted contact information]

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

30. Januar 2026