

Festlegungsentwurf für die Allgemeine Netzentgelt- systematik (AgNes)

September
2026



Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	3
2	Einleitung: Die Wirtschaftlichkeit der Windenergie sichern	4
3	Kommentierung des AgNes-Festlegungsentwurfs.....	5
3.1	Zu 2.: Begriffsbestimmungen	5
3.2	Zu 9.: Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen	5
3.2.1	Erhöhung volkswirtschaftlicher Kosten	5
3.2.2	Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit von Projekten	7
3.2.3	Kapazitätspreis und Überbauung	8
3.3	Zu 12.: Entgelte mit Anreizfunktion	14
3.4	Zu 16. Dokumentation/Baukostenzuschuss	16
3.5	Zu 17.4: Übergangsvorschriften bei Erzeugungsanlagen	17
3.6	Zu 17.5: Übergangsvorschriften bei Stromspeicheranlagen	18

1 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die transparente und langfristige Konsultation mit der Branche und weiteren Stakeholdern.
- die Stärkung des Vertrauensschutzes, insbesondere für Bestandsanlagen.
- die Streichung der Arbeitsentgelte im Grundmodell für Einspeiser.
- das Abstellen auf die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität.
- die Klarstellung, dass co-located Grünstromspeicher und Windenergieanlagen bei einem geteilten Netzverknüpfungspunkt (NVP) gemeinsam abgerechnet werden.

Wir kritisieren:

- dass Einspeiseentgelte – und nicht der regionaldifferenzierte Baukostenzuschuss (BKZ) – als zentrales Instrument gesetzt werden.
- dass sie ohne Deckelung und Preisfixierung berechnet werden, was für erhebliche Unsicherheiten in der Projektfinanzierung sorgt.
- die in Kauf genommene Mehrfachbelastung durch die geplanten Kapazitätspreise, BKZ und dynamischem Netzentgelte, zu denen noch die Belastungen aus aktuellen Gesetzesvorhaben (Wirkleistungsbegrenzung, geändertes Referenzertragsmodell, Redispatch-Vorbehalt) hinzukommen.
- dass der geplante Vertrauensschutz bei Windenergie- und Speicher-Neuanlagen nur unzureichend Investitionssicherheit herstellt.

Wir regen an:

- einen erweiterten Vertrauensschutz für Windenergieanlagen mit Bezuschlagung in einer Ausschreibung bis zum 1. Januar 2029 sowie für Stromspeicheranlagen mit abgeschlossenen Herstellerverträgen mit aufschiebender Wirkung einzuführen.
- bei Kapazitätsentgelten eine Obergrenze von 4,5 €/kW sowie Preisfixierung bei Einreichung der vollständigen Genehmigungsunterlagen festzulegen.
- beim Abschluss eines FCAs (bei Windenergieanlagen und Speichern) Rabattierungen zu etablieren.
- komplexe Konstellationen verschiedener Anlagen am gemeinsam genutzten NVP klarzustellen, um eine konsequente Überbauung zu ermöglichen.
- dynamische Netzentgelte für Einspeiser nicht einzuführen und eine Mehrfachbelastung durch unterschiedliche Instrumente zu vermeiden.

2 Einleitung: Die Wirtschaftlichkeit der Windenergie sichern

Der Bundesverband WindEnergie (BWE) bedankt sich für die Möglichkeit zum Festlegungsentwurf „Allgemeine Netzentgeltsystematik“ (AgNes) Stellung zu beziehen. Dem Entwurf ist ein langfristiger und transparenter Diskussionsprozess unter Einbeziehung der Branche und weiterer Stakeholder vorausgegangen. Diese Konsultation hat Vorbildcharakter und wir begrüßen, dass sie auch in der letzten Etappe von AgNes durchgeführt wird.

Die Inhalte des Festlegungsentwurfs entsprechen weitgehend dem Zwischenstand, den die BNetzA im Mai 2026 vorstellte. Für Erzeuger sieht der Entwurf weiterhin ein **bundeseinheitliches kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt ab 1. Januar 2029** vor. Berechnet wird es für einen rollierenden Fünfjahreszeitraum, auf Basis der Hälfte der bundesweiten Regelernergie- und ÜNB-Verlustkosten sowie eines Sockelbeitrags von 0,50 Euro pro eingespeister MWh, geteilt durch die summierten Leistungswerte aller zahlungspflichtigen Erzeuger derselben fünf Jahre. Die Themen **dynamische Netzentgelte und Baukostenzuschuss** werden wie angekündigt in separate Verfahren verlegt. Bestandsanlagen sowie alle Neuanlagen, die noch 2026 an der EEG-Ausschreibung teilnehmen, sind für jeweils max. 20 Jahre ab dem Inbetriebnahmedatum netzentgeltbefreit (bezogen auf die Kapazitätspreise). Dieser Stichtag für den Vertrauensschutz ergibt sich daraus, dass der Festlegungsentwurf den 1. Januar 2027 als den Tag der Bekanntgabe bestimmt, und die Gebotsabgabe bei Windenergieanlagen an Land (WEA) zugleich die Final Investment Decision (FID) ist, an deren Zeitpunkt die Freistellung anknüpft. Letztere ist ausschlaggebend für die Netzentgeltbefreiung im Rahmen der Kapazitätspreise. Für den Fall der FID-Maßgabe muss darüber hinaus die Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage bis zum 4. August 2029 erfolgen. Für Erzeugungsanlagen, die an Ausschreibungsrunden teilnehmen, gelten entsprechend die Realisierungsfristen des EEG.

Aus Sicht des BWE ist es dringend notwendig das Zusammenspiel zwischen AgNes, dem EEG 2027 und dem Netzpaket zu betrachten. Diese Regulierungsvorhaben enthalten parallel mehrere neue teilweise unplanbare Kostenbestandteile und begrenzen gleichzeitig die Erlösmöglichkeiten für Windenergieanlagen. Damit greifen sie massiv in die Wirtschaftlichkeit der Projekte ein. Der aktuelle AgNes-Entwurf verursacht zusätzlichen finanziellen Aufwand und muss deswegen nachgebessert werden. Insbesondere muss die Variabilität der Kosten für EE-Erzeugungsanlagen beseitigt werden, da sie zu teuren Risikoaufschlägen führt.

Verbesserungen braucht es auch bei den Übergangsfristen. Der BWE begrüßt zwar die Klarstellungen und das Entgegenkommen gegenüber der Branche. Der Vertrauensschutz ist jedoch immer noch nicht ausreichend, um Investitionssicherheit sicherzustellen. Die geringe Anzahl der netzentgeltbefreiten Neuanlagen, die Begrenzung auf 20 Jahre (insbesondere bei Bestandsanlagen) und die fehlende Prognostizierbarkeit der Entgelthöhen stellen zusammengekommen eine enorme Herausforderung für die Finanzierung dar. Auch dynamische Netzentgelte haben gravierendere Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit von Windenergie-Projekten und sind deshalb abzulehnen. Nur mit ausreichendem Vertrauensschutz und planbaren Kostenbelastungen kann der befürchtete Fadenriss verhindert und der Windenergie-Ausbau auch in Zukunft gesichert werden.

3 Kommentierung des AgNes-Festlegungsentwurfs

3.1 Zu 2.: Begriffsbestimmungen

Der Festlegungsentwurf definiert den Begriff „Erzeugungsanlage“ als „Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie ohne Stromspeicheranlagen“. Der BWE regt an, diese Begriffsbestimmung weiter zu konkretisieren.

In den Begriffsbestimmungen präzisiert die BNetzA die endgültige Investitionsentscheidung (Final Investment Decision, FID). Diese gilt dann als getroffen, wenn „verbindliche Bestellungen von Komponenten, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken, erfolgt sind und sich von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden gelöst werden kann.“ Unter 22.2 erläutert die BNetzA weiterhin, dass ein Vermögensschaden dann als wesentlich angesehen wird, wenn er „mindestens 25% des Investitionsvolumens“ ausmacht. Für WEA ist diese Präzisierung unerheblich, da in ihrem Fall, wie oben geschildert, lediglich die Teilnahme an der Ausschreibung für eine Kapazitätsentgeltbefreiung ausschlaggebend ist. Für Stromspeicheranlagen hingegen kommt eine entsprechende Befreiung nur zustande, wenn Betreibenden vor dem 1. Januar 2027 eine FID vorliegt und sie diese „in geeigneter Weise“ bis zum 31. März 2027 beim zuständigen Netzbetreiber nachweisen können.

3.2 Zu 9.: Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

Hier führt die BNetzA das schon im Mai angekündigte, bundeseinheitliche kapazitätsbasierte Einspeiseentgelt für Erzeuger weiter aus. Sowohl die Berechnungsformel als auch der rollierende Fünfjahreszeitraum bleiben unverändert. Die zunächst angedachten Arbeitsentgelte im Rahmen des Grundmodells verfolgt die BNetzA sowohl für Speicher als auch für Erzeuger nicht weiter, was der BWE ausdrücklich begrüßt. Positiv bewerten wir auch, dass die „Abrechnung des Entgelts [...] auf Basis der vertraglich vereinbarten Einspeisekapazität“¹ erfolgt. Damit wendet sich die BNetzA von dem Konzept einer jährlich neu zu wählenden Einspeisekapazität ab, das für enorme Praxisprobleme gesorgt hätte. Dass die BNetzA an ihren Plänen zum Kapazitätsentgelt grundsätzlich festhält, sieht der BWE hingegen aus den folgenden Gründen höchst kritisch.

3.2.1 Erhöhung volkswirtschaftlicher Kosten

Ein kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt ist weiterhin abzulehnen, da es die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems unnötig erhöht. Projektierende werden die Kosten in zukünftige Gebote einpreisen müssen, wodurch sich der EEG-Förderbedarf erhöht. Die BNetzA selbst äußert sich zu diesem Punkt widersprüchlich. Unter Nr. 359 der Begründung gibt sie an, dass die Netzentgelte in die Ausschreibungsgebote eingepreist werden können. Diese sei jedoch laut Nr. 362 nicht immer vollständig bzw. linear 1:1 möglich. Somit kommt die BNetzA zu dem Schluss, dass weder eine vollständige Kostenwälzung auf die Verbrauchenden noch eine betriebswirtschaftliche Existenzgefährdung für Betreibende zu erwarten sei. Unter Nr. 357 der Begründung formuliert die BNetzA wiederum die Annahme, dass die Einspeiseentgelte Fixkosten seien, was impliziert, dass eine 1:1-Einpreisung möglich

¹ BNetzA (2026): [Festlegungsentwurf AgNes](#), Tenorzoffer 9.4.

sei. Die geplanten Zahlungen sind aber gerade keine Fixkosten, deren Höhe von vornherein bekannt ist, da sie jährlich variieren und aufgrund ihrerseits ungedeckelter variabler Kosten (Regelenergie, Verlustenergie) berechnet werden. Der BWE lädt die Bundesnetzagentur ein, ihre insofern unzutreffende Annahme kritisch zu hinterfragen und die Auswirkungen auf die Finanzierungskosten und die Finanzierbarkeit im Rahmen der für EE-Anlagen notwendigen Non-Recourse-Finanzierung erneut zu prüfen.

Aufgrund der variablen Natur der Kapazitätspreise kann die tatsächliche Kostenlast über den ca. 20-jährigen Refinanzierungszeitraum der Anlagen zwar abgeschätzt, aber nicht endgültig prognostiziert werden. Deswegen wird ein **Risikoaufschlag** erforderlich, der so konservativ ausfällt, dass er die negativste noch mögliche Entwicklung der Entgelthöhe erfasst. **Diese Risikoaufschläge müssen durch erhöhte Gebotswerte kompensiert werden.** Die aus dem Bundeshaushalt geleisteten EEG-Förderkosten werden sich in einem Maße erhöhen, das den via Kapazitätsentgelte geleisteten Kostendeckungsbeitrag der Erzeugungsanlagen übersteigt. Variable Kosten erhöhen somit die volkswirtschaftliche Systemkosten anstatt sie, wie gewünscht, zu reduzieren.

Werden variable Kosten nicht eliminiert, führt dies zu einer Umverteilung der Netzkosten von den übrigen Trägern der Netzentgelte auf die Verbrauchenden. Dies unterstreicht auch das von der BNetzA beauftragte Gutachten von consentec und der TU Clausthal: „Unabhängig von den konkreten Wirkungsmechanismen ist aus Sicht der Gutachter davon auszugehen, dass die Kostenbelastung von Einspeisern durch Einspeiseentgelte in hohem Umfang an die Letztverbraucher weitergereicht würde, ganz besonders bei Neuanlagen. [...] Einspeiseentgelte können daher voraussichtlich keinen sehr großen Beitrag dazu leisten, die Verbraucher in ihrer Gesamtheit nachhaltig zu entlasten.“² Ebenso hat die Bundesregierung das Problem erkannt und im § 17 des [EEG-Kabinettsbeschlusses](#) eine Soll-Vorschrift eingeführt: „Bei der Ausgestaltung der Bedingungen für die Erhebung von Baukostenzuschüssen und von Entgelten für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen hat die Bundesnetzagentur den Auswirkungen auf den Finanzierungsbedarf [...] soweit wie möglich Rechnung zu tragen, dabei sollen Erhöhungen des Finanzierungsbedarfs nach § 4 Nummer 1 des Energiefinanzierungsgesetzes vermieden werden.“

Nachteile drohen auch in Bezug auf die Energieunabhängigkeit Deutschlands. So könnten steigende Stromgestehungskosten insgesamt zu einer Verlagerung der Stromerzeugung ins europäische Ausland führen, wenn dort keine oder niedrigere Entgelte erhoben werden.

Sollten die Kapazitätsentgelte in der vorgeschlagenen Form umgesetzt werden, werden – wie dies bereits aktuell schon geschieht – bereits genehmigte Anlagen nicht gebaut werden können. Deshalb braucht es in diesem Fall eine **Anpassung der EEG-Höchstwerte**, damit Windenergieprojekte weiterhin realisiert werden können. Die Branche steht für den Ausbau bereit, kann diesen jedoch nur mit einer ausreichenden Absicherung umsetzen.

² Consentec, TU Clausthal (2026): [Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik](#). S. 87

3.2.2 Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit von Projekten

Eine besondere Gefahr für den Windenergieausbau ist die **fehlende Finanzierbarkeit** von Projekten. Ohne Finanzierung können keine neuen Windparks gebaut werden. Dass der Kapazitätspreis genau hier enorme Hürden aufbaut, hat der BWE bereits in früheren Stellungnahmen ausgeführt.³ Diese Kritik ist weiterhin gültig und wir wollen sie mit Blick auf den nunmehr veröffentlichten Berechnungsmechanismus unterstreichen.

Werden die Kapazitätsentgelte wie vorgeschlagen umgesetzt, hat das **weitreichende Folgen für die Kostenstruktur von Windenergieprojekten**. Beispielrechnungen der BNetzA zeigen, dass sich Netzentgelte in der Größenordnung von 4 €/kW/Jahr bis 7 €/kW/Jahr ergeben. Dies ist ein sehr breites Kostenband, das dementsprechend große Schwankungen ermöglicht. Auch innerhalb dieser Spanne entsteht also eine erhebliche Volatilität. Zu bedenken ist außerdem, dass die Erwartung der BNetzA keine rechtsverbindliche Obergrenze darstellt. Verbindlich für endgültige Kostenbelastung ist nur die jährliche Anwendung der Berechnungsgrundlage, die ihrerseits ungedeckelte Kostenbestandteile enthält. Folglich kann die erwartete Belastungsspanne bei der Projektierung von Anlagen ohnehin nicht angewendet werden.

Der rollierende Fünfjahres-Berechnungszeitraum hat zwar eine glättende Wirkung, ermöglicht jedoch keine Prognosesicherheit und somit auch keine Kostenstabilisierung. So kann er keine langfristigen Entwicklungen auffangen und sieht insbesondere keine Obergrenze vor. Mit anderen Worten: Die **Entwicklung der Kapazitätspreise über eine Betriebsdauer von bis zu 25 Jahren ist weiterhin nicht absehbar**. Auch höhere Werte können nicht ausgeschlossen werden. Deswegen sind finanzierende Banken und Projektierende in der Wirtschaftlichkeitsberechnung gezwungen, einen Risikoaufschlag auf Basis einer Worst-Case-Annahme zu berücksichtigen, wie oben beschrieben. Die Finanzierung von Windenergie wird somit teurer und komplexer.

Die fehlende Prognostizierbarkeit betrifft sowohl Anlagen, die unter dem EEG bezuschlagt sind, als auch solche, die sich mittels PPA am Markt finanzieren. Gerade im Bereich der PPAs sind zusätzliche Risikofaktoren besonders gravierend, da sie durch die Ausgestaltung des Differenzkontraktes im Rahmen der EEG-Novelle ohnehin stark an Attraktivität verlieren könnten. In Deutschland befindet sich der Windenergie-PPA-Markt noch im Aufbau und droht nun vollständig zum Erliegen zu kommen.

Im Ergebnis würden Projekte bedeutend unsicherer und es entstünden Investitionshemmnisse sowohl für geförderte als auch nicht-geförderte Anlagen. Die Risikozuschläge, die zur Absicherung der Anlagenfinanzierung erforderlich werden, führen wiederum zu eigentlich vermeidbaren betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Aus diesen Gründen spricht sich der BWE dafür aus, die **rollierende Berechnung um einen Mechanismus zur anlagenbezogenen Preisfixierung zu ergänzen**. Die Höhe der Entgelte sollte demnach zum Zeitpunkt der Einreichung der vollständigen Genehmigungsunterlagen für die Höhe der Zahlung über den gesamten Betriebszeitraum bestimmend sein. Zudem plädieren wir für eine **feste Obergrenze von 4,5 €/kW** bei den Einspeisenentgelten. Damit würde das Risiko ausgeräumt, dass ein Projekt aufgrund unvorhersehbarer Kostenanstiege gänzlich unwirtschaftlich wird. Insbesondere würde aber ein fester Anknüpfungspunkt für die Worst-Case-Berechnung bestehen, wodurch auch die

³ Vgl. Bundesverband WindEnergie (2026): [Stellungnahme: Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA](#).

Höhe der Risikozuschläge begrenzt wird, was sich wiederum schonend auf die Zusatzbelastung des EEG-Kontos auswirkt. Außerdem gilt es, einen übermäßigen finanziellen Mehraufwand durch den gleichzeitigen Einsatz mehrerer Bepreisungsinstrumente zu verhindern. Eine Einführung von Baukostenzuschüssen (BKZ) und Kapazitätsentgelten ist daher abzulehnen (siehe auch die Kommentierung zu Tenorziffern 12 und 16 (Entgelte mit Anreizfunktion, Dokumentation).

3.2.3 Kapazitätspreis und Überbauung

3.2.3.1 Vorhandenes und Bewertung

Für Stromspeicher sieht der Festlegungsentwurf in Tenorziffer 10.2 eine gemeinsame Betrachtung mit der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage vor, mit der er gekoppelt ist. Für weitere Formen der Co-location, etwa solche mit Energiespeichern im Sinne des Unionsrechts und EnWG, die nicht Stromspeicher sind, der Industriedirektbelieferung, der Überbauung von NVP mit mehreren Erzeugungsanlagen und weitere Konstellationen ist nicht hinreichend klar ersichtlich. Hier dürfte die in Tenorziffer 9.3 Satz 4 enthaltene auslegungsbedürftige Regelung relevant sein:

„Sofern für Erzeugungsanlagen ohne eigenen Netzanschluss keine vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität bzw. Einspeisekapazität vorliegt, entspricht die abrechnungsrelevante vertraglich vereinbarte Kapazität für die Erzeugungsanlage standardmäßig der maximalen Netzkapazität für die Einspeiserichtung, welche im Rahmen der Netzanschlusszusage vereinbart wurde.“⁴

Da die Regelung sich zwischen zwei Sätzen zur Ausgestaltung des rollierenden Mechanismus befindet, zu diesen aber in keinem erkennbaren Zusammenhang steht, so dass auch die Bezugnahme auf den Satz auf S. 148 (Punkt 13.6.4) der Festlegung nicht zuzutreffen scheint, kann ein Redaktionsversehen nicht ausgeschlossen werden.

Für den Fall, dass der Satz gelten soll und auf die Ermittlung des Kapazitätspreises anwendbar sein soll, ist er nach Ansicht des BWE so auszulegen: Wenn mehrere (Erzeugungs- oder Stromspeicher-) Anlagen sich einen Netzanschluss teilen (Co-Location), einschließlich der Fälle, in denen die Summe der Einspeisekapazität aller dort angeschlossenen Anlagen die Einspeisekapazität ihres geteilten Netzverknüpfungspunktes überschreitet (Überbauung), bemisst sich die Höhe des Kapazitätspreises der einzelnen Anlage nicht nach ihrer installierten Leistung, sondern nach der maximalen Leistung des (von mehreren Anlagen geteilten) Netzanschlusses.

Zunächst ist festzustellen, dass der Ansatz richtig ist, für die Ermittlung des Kapazitätspreises den Netzverknüpfungspunkt (NVP) in den Blick zu nehmen und nicht die einzelne Anlage, da sich die Beanspruchung von Netzressourcen strukturell durch die maximale Einspeisung bzw. den maximalen Bezug von Strom bestimmt, und nicht durch die Nennleistung von mittelbar angeschlossenen Anlagen (so auch zutreffend der Festlegungsentwurf, z. B. in Nr. 340 der Begründung). Das Paradigma, die Einspeisekapazität am NVP zu betrachten bietet somit den Vorteil, Anreize zugunsten von netzdienlichen und ressourcensparenden Überbauungskonstellationen zu setzen oder zu erhalten.

Eine Voraussetzung hierfür ist, dass die in einer Überbauung befindlichen Anlagen (insbesondere EE-Erzeugungsanlagen und Energiespeicher im Sinne des EnWG (also Stromspeicher, Elektrolyseure,

⁴ BNetzA (2026): [Festlegungsentwurf AgNes](#), Tenorziffer 9.3.

Power-to-X-Anlagen etc.), aber auch Ladepunkte für E-Mobilität und Industrielle Verbraucher, entweder die gleichen Preise haben oder ein Verteilschlüssel vorliegt, der die Kostenhöhe bei unterschiedlicher Kapazitätsbepreisung der am gleichen NVP angeschlossenen Anlagen bestimmt. Hier geht die Festlegung einen guten ersten Schritt, indem sie die Bepreisung von Stromspeichern und Elektrolyseuren der von Erzeugungsanlagen gleichgestellt ist (Punkte 10.1 und 11.1). Für Energiespeicher, die nicht gleichzeitig Stromspeicher sind, für Verbraucher und Ladepunkte fehlt es jedoch an einem verbindlichen Schlüssel, der die Frage der Aufteilung der Kapazitätspreise eines gemeinsam genutzten NVP beantwortet. Für jede Konstellation aus Anlagen, für die das offen bleibt, werden sonst weitere Hürden auf dem ohnehin schon komplexen und rechtlich riskanten Weg zum netzdienlichen Anlagendesign in Co-location und Überbauung bereitet. Das steht den Zielen von EnWG, und AgNes-Prozess diametral entgegen.

3.2.3.2 Konkreter Reparaturbedarf

Der zwingende zweite Schritt, der nach der Lesart des BWE hier noch fehlt, ist die Regelung, dass die für einen von mehreren Anlagen genutzten NVP anfallenden Kapazitätspreise nicht mehrfach (in voller Höhe von jeder angeschlossenen Anlage aufs Neue) erhoben werden, sondern nur einmal. Dies kann einheitlich (z. B. durch Gesamtschuldnerschaft der Anlagenbetreiber) oder anteilig (über anlagenbezogene Teilbeträge, etwa anhand des Anteils an der installierten Leistung) geschehen. Ohne eine solche Regel würde der Kapazitätspreis einen paradoxen Anreiz gegen die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten setzen. **Der BWE ist überzeugt, dass die Bundesnetzagentur einen solchen Fehlanreiz, der eine katastrophale Fehlleistung darstellen würde, nicht willentlich setzen würde. Gerade die Überbauung von NVP stellt eine Schlüsselmaßnahme für die effiziente Nutzung von Netzressourcen und netzdienliches Anlagendesign dar.**

3.2.3.3 Weitere mögliche Verbesserungen

Da die Bundesnetzagentur mit dem AgNes-Prozess unter anderem das Ziel verfolgt, netzdienliches Verhalten anzureizen, spricht sich der BWE darüber hinaus dafür aus, dass die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten durch Energiespeicher und Windenergieanlagen nicht nur durch die verringert in Anspruch genommene Einspeisekapazität Vorteile erzielen kann. Vielmehr sollte ein zusätzlicher Bonus auf den Kapazitätspreis – etwa nach dem Grad der Überbauung gestaffelt – in der Festlegung vorgesehen sein. Dies könnte den Anreiz zur Überbauung verstärken und spiegelt wider, dass aufgrund des Fördersystems des EEG bei EE-Anlagen mit festgelegtem Ausschreibungsvolumen wie Windenergieanlagen und PV-Anlagen mit bestimmten jährlichen Zubauzahlen zu rechnen ist. Somit würden zusätzliche Anreize nicht zu zusätzlichen Anlagen und einer gleichbleibenden Netzbelastung führen, sondern innerhalb des ohnehin zu bezuschlagenden Volumens eine Verschiebung von weniger zu mehr netzdienlichen Designs erzielbar sein, die unter dem Strich Netzkosten senken kann. Der Anreiz läge hierbei ohnehin nur in einer Reduktion einer Zusatzbelastung, nicht in einem Bonus, und wäre zudem durch den sachlichen Grund der netzentlastenden Wirkung gerechtfertigt und geboten. Eine Differenzierung gegenüber Anlagen ohne Überbauung stellt somit keine Diskriminierung dar. Betreiber von Anlagen in einer Überbauungskonstellation zur vollen Netzentgeltzahlung zu verpflichten, wäre hingegen nicht kostenreflexiv.

3.2.3.4 Co-location und Überbauung: Nutzen, nicht erschweren

Der AgNes-Prozess ist ein tiefgreifende Reform der Netzentgelte und muss daher zukunftsicher sein. Aus Sicht des BWE steht schon heute fest, dass die Überbauung und Co-location einer ganzen Reihe von Anlagen und Anlagentypen, ob Erzeuger, Verbraucher oder Speicher, immer wichtiger wird. Die Bedeutung und Reichweite dieses Paradigmenwechsels, zeigt sich nicht nur an bestehenden Rechtsnormen, wie jener für flexible Netzanschlussvereinbarungen (§ 8a EEG, § 17 Abs. 2b EnWG) und der weiten, medienunabhängigen Definition von Energiespeichieranlagen (§ 3 Nr. 36 EnWG, Art. 2 Nr. 59, 60 EBM-RL⁵) und regulatorischer Konzepte wie der Nachbarbelieferung (§ 21b Abs. 4 EEG) und der Direktleitung (§ 3 Nr. 27 EnWG, Art. 7 EBM-RL). Sie zeigt sich auch in aktuellen Gesetzesvorhaben, wie dem Recht auf Überbauung mit Energiespeichern in § 17 Abs. 2a des Regierungsentwurfs zum Netzanschlusspaket und dem Recht auf Überbauung mit EEG-Anlagen in § 8 Abs. 2 desselben Regierungsentwurfs.

Schließlich erwägt die Bundesnetzagentur selbst, im Rahmen des AgNes-Prozesses, Aspekte der Netzdienlichkeit bei den angeschlossenen Anlagen zu internalisieren. Damit dies geschieht und die Instrumente sich als wirkungsvoll erweisen können, muss die Co-location verschiedenster Anlagen ermöglicht werden. Viele Verbraucher, viele Arten von Erzeugungsanlagen und sogar manche Arten von Energiespeichern sind darauf angewiesen, sich mit anderen Anlagen vor dem Netzverknüpfungspunkt zu ergänzen, um die marktlichen und regulatorischen Anreize umzusetzen. Hierbei darf die Abrechnung der Netzentgelte nicht zum Hindernis werden, denn wenn sie unklar ist und zu kompliziert ausfällt, behindert sie die Co-location von Anlagen erheblich. Entweder muss die dann entweder aufwändig nachgebessert werden oder bleibt für viele Jahre, vielleicht Jahrzehnte, bestehen. Denn wenn Zweifel bestehen, könnten sich Netzbetreiber begründet weigern, gesetzlich eigentlich vorgesehene Anschlüsse an bestehende oder sonst geteilte Netzanschlüsse zu gewähren. Aufwändige und teure Unterzähler, Abgrenzung und Berichtspflichten können zudem zu einem erheblichem, volkswirtschaftlich nicht effizienten Mehraufwand führen.

Damit Netz- und Systemdienlichkeit nicht nur ein hehrer Wunsch bleibt, sondern in Form moderner Anlagendesigns und Konstellationen tatsächlich umgesetzt wird, müssen Netzbetreiber und Netznutzer daher zwingend vorab und für jede Konstellation wissen können, wie die Netzentgelte erhoben werden und wie sie sich zusammensetzen. Eine Beschränkung auf nur Stromspeicher (ohne die anderen Energiespeicher im Sinne des EnWG und Verbraucher in allen jeweils denkbaren Konstellationen mit einzuschließen) wird diesem Anspruch nicht gerecht. Sie wird sich als Bremse erweisen, schon bei Verkündung der Festlegung, aber insbesondere auch in der darauffolgenden Zeit, wenn unweigerlich andere Hürden für die Co-location beseitigt werden und ihre praktische Bedeutung weiter zunimmt. Für alle Beteiligten ist es dabei sinnvoll, wenn die Komplexität der Berechnung möglichst gering ist und kein Bedarf nach zusätzlichen Unterzählern und weiteren technischen Einrichtungen durch die Netzentgeltregulierung ausgelöst wird.

Der BWE spricht sich daher für ein verbindliches Regelsystem zur Berechnung der Netzentgelte für Co-Location jeglicher Kombination aus entgeltverpflichteten und -befreiten Anlagen aus. Dieses sollte als zentrales Kriterium an die Leistung des gemeinsam genutzten Netzverknüpfungspunktes anknüpfen und

⁵ Richtlinie (EU) 2019/944 für den Energiebinnenmarkt

zusätzlich eine ggf. erforderliche Gewichtung der Anlagen für die Netzentgelte anhand vorab bekannter Werte, etwa der installierten Leistung und des Anlagentyps vornehmen.

Zudem muss sichergestellt werden, dass die Summe der Netzentgeltverpflichtungen aller Anlagen hinter einem überbauten Netzverknüpfungspunkt nicht anhand einer höheren Kapazität bemessen wird, als am Netzverknüpfungspunkt technisch oder vertraglich möglich ist.

Der BWE möchte darauf hinwirken, dass die Bundesnetzagentur diesen Punkt priorisiert und bei Bedarf in einen konstruktiven Dialog mit der Branche tritt, um eine zukunftsfähige und praxistaugliche Regelung zur Co-Location auszuarbeiten. Zu diesem Zweck soll der folgende Vorschlag für einen angepassten Tenortext dienen:

3.2.3.5 Konkreter Vorschlag für den Festlegungstenor

Der BWE schlägt konkrete Verbesserungen vor, die den Umgang mit Überbauungen und sonstiger Co-location praxistauglich machen können und eine Anpassung an Aspekte der Netz- und Systemdienlichkeit damit fördern.

Hinweis: Der in dieser Stellungnahme angesprochene Vorschlag zu einem Bonus für die Überbauung wurde vorerst nicht in dem Textvorschlag umgesetzt. Auch auf dynamische Netzentgelte nach Tenorziffer 12 wurde nicht eingegangen.

Der Vorschlag lautet:

Vorschlag des BWE konkret.

*(Änderungen zum Festlegungsentwurf in **fett.**)*

[...]

2. Begriffsbestimmungen

[...]

2. Energiespeicheranlage

Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder ihre anschließende Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt,

[...]

*10. Finanzierungsentgelte für ~~Strom~~**Energie**speicheranlagen*

*10.1 Die Betreiber netzgekoppelter ~~Strom~~**Energie**speicheranlagen haben ein jährliches Kapazitätsentgelt auf ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu entrichten. Der Kapazitätspreis entspricht in der Höhe dem nach Maßgabe von Ziffer 9 ermittelten kapazitätsbasierten Einspeiseentgelt.*

*10.2 Die Betreiber anlagengekoppelter ~~Strom~~**Energie**speicheranlagen zahlen ein einheitliches Entgelt nach den einschlägigen Regelungen der Ziffern 8 oder 9 für die ~~Strom~~**Energie**speicheranlage und die jeweilige Erzeugungs- oder Letztverbrauchsanlage, an*

die sie gekoppelt ist, **soweit aus Tenorziffer 11 nichts Abweichendes folgt.** Soweit über die mit der **StromEnergie**speicheranlage gekoppelte Anlage hinaus weitere Letztverbrauchs- und /oder Erzeugungsanlagen an denselben Netzanschluss angeschlossen sind, gilt Satz 1 mit der Maßgabe, dass die Entnahmestellen der **StromEnergie**speicheranlage und der mit ihr gekoppelten Anlage zur Netzentgeltermittlung gemeinsam betrachtet werden. Mengen, die eine anlagengekoppelte **StromEnergie**speicheranlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht und darin wieder zurückspeist, sind von den Arbeitspreisen nach Ziffer 8.2. Sätze 1 und 2 und Ziffer 8.4. befreit, soweit eine Abgrenzung dieser Mengen messtechnisch möglich ist.

11. Finanzierungsentgelte für Elektrolyse

~~11.1 1Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, zahlen ein Sondernetzentgelt, welches aus einem reinen Kapazitätspreis in Euro pro Kilowatt besteht. 2Dieser ist auf die vertragliche Netzanschlusskapazität zu zahlen. 3Arbeitspreise werden nicht erhoben. 4Die Höhe des Entgelts entspricht den Finanzierungsentgelten für Erzeugungsanlagen im Sinne der Ziffern 9.2 und 9.3. 5Betreiber von Elektrolyseuren haben dem zuständigen Netzbetreiber die Zertifizierung zur Herstellung von grünem und kohlenstoffarmen Wasserstoff nach Satz 1 bei Inbetriebnahme vorzulegen sowie Änderungen unverzüglich anzuzeigen.~~

~~11.2 Elektrolyseure, die weder grünen noch kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, zahlen ein Entgelt im Sinne der Ziffern 8.4 ff.~~

11. Entgelte für geteilte Netzanschlüsse

11.1 Teilen sich mehrere in Betrieb befindliche Anlagen einen Netzverknüpfungspunkt, wird ein einheitliches Entgelt am Netzverknüpfungspunkt erhoben, das entsprechend der folgenden Sätze berechnet und anteilig von den jeweiligen Anlagenbetreibern zu entrichten ist.

11.2 Das einheitliche Netzentgelt entspricht der Summe der gewichteten anlagenbezogenen Entgeltbestandteile aller netzentgeltverpflichteter Anlagen, die den Netzverknüpfungspunkt teilen. Der anlagenbezogene Bestandteil bemisst sich nach der für die jeweilige Anlage nach den Tenorziffern 8 bis 10 maßgeblichen Berechnungsmethode, wobei stets die für den geteilten Netzverknüpfungspunkt geltende Spannungsstufe des Anschlussnetzes, vertraglich bestellte Kapazität, jährliche Entnahme, Arbeit, Jahreshöchstlast und sonstige entgelterhebliche Parameter maßgeblich sind. Nicht netzentgeltverpflichtet sind Anlagen, für die aufgrund dieser oder einer anderen Festlegung, eines Gesetzes oder eines europäischen Rechtsaktes eine Verpflichtung zur Zahlung eines Netzentgeltes nicht besteht. Die Gewichtung erfolgt, indem der nach Satz zwei ermittelte Wert mit einem Entgeltfaktor multipliziert wird. Der Entgeltfaktor ist eine Zahl zwischen null und eins und entspricht dem Verhältnis des Vergleichswerts der jeweiligen Anlage zu den Vergleichswerten der übrigen angeschlossenen Anlagen, auch der nicht netzentgeltverpflichteten. Der Vergleichswert ist:

- Bei Erzeugungsanlagen der Wert der Nennleistung;
- Bei Energiespeicheranlagen die auf die Einspeisung bezogene Nennleistung, bei

Energiespeicheranlagen, ohne Einspeisung oder deren Einspeisung weniger als der Hälfte des Bezugs entspricht, die auf den Bezug bezogene Nennleistung;

- **bei Verbrauchern und Prosumer der Wert der jährlich entnommen elektrischen Arbeit, geteilt durch einen Kapazitätsfaktor von 6250. Die Sätze drei und vier der Tenorziffer 8.3 findet keine Anwendung. Der Verbrauch kann rechnerisch oder auf Grundlage einer Schätzung ermittelt werden, wenn keine Einrichtung zur Lastgangmessung oder Zählerstandgangmessung vorliegt und sowohl der Anschlussnetzbetreiber als auch die anderen Anlagenbetreiber dem vorab zustimmen. Die Zustimmung ist unwiderruflich, kann aber unter den Vorbehalt der Einhaltung eines Korridors durch den so ermittelten Wert gestellt werden.**

Die Gewichtung wird vorgenommen, indem der Vergleichswert der jeweiligen Anlage durch die Summe der Vergleichswerte aller Anlagen, die sich den Netzverknüpfungspunkt teilen, geteilt wird. Der hieraus entstehende Entgeltfaktor zwischen 0 und 1 wird mit dem nach Satz 1 ermittelten ungewichteten Entgeltbestandteil multipliziert, um den gewichteten Entgeltbestandteil der jeweiligen Anlage zu erhalten. Die Summe der gewichteten Entgeltbestandteile der netzentgeltverpflichteten Anlagen ist das einheitliche Netzentgelt des geteilten Netzverknüpfungspunktes.

11.3 Die Betreiber der am geteilten Netzverknüpfungspunkt betriebenen Anlagen sind zur Zahlung des einheitlichen Netzentgelts jeweils entsprechend des Entgeltfaktors der von ihnen betriebenen Anlagen verpflichtet. Anlagen- und Netzbetreiber können im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen gem. §§ 8a EEG, 17 Abs. 2b EnWG hiervon abweichend eine einheitlich berechnete und verpflichtete Person bestimmen, sofern die Bundesnetzagentur dem vorab zustimmt. Sind Netzentgelte unterschiedlicher Anlagen am geteilten Netzverknüpfungspunkte gemäß der Tenorziffern 8 bis 10 durch den Anlagen- oder Netzbetreiber an unterschiedliche Netzbetreiber abzuführen oder weiterzuleiten, so gilt bezüglich der Höhe das einheitliche Netzentgelt und gelten bezüglich der Aufteilung die Entgeltfaktoren der jeweils dem einen oder anderen Netzbetreiber zugeordneten Anlagen.

Zu 10.: Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

Bei Windenergieanlagen mit einem co-located Grünstromspeicher gilt, „dass die Entnahmestellen der Stromspeicheranlage und der mit ihr gekoppelten Anlage zur Netzentgeltermittlung gemeinsam betrachtet werden.“⁶ Dies bewertet der BWE als grundsätzlich sehr positiv, sieht jedoch Klärungsbedarf.

Mit der Regelung soll eine Doppelbelastung bei Wind-Speicher-Kombinationen vermieden werden. Dies ist sachgerecht, da co-located Grünstromspeicher mit gemeinsam genutztem Netzanschluss mindestens netzneutral, wenn nicht sogar netzentlastend sind. Jedoch ist sie im Hinblick auf komplexere Konstellationen unklar. Im vorigen Abschnitt hat der BWE einen konkreten Vorschlag gemacht, wie die

⁶ BNetzA (2026): [Festlegungsentwurf AgNes](#), Tenorziffer 10.

Co-location von Anlagen einschließlich der Überbauung für eine Vielzahl von Konstellationen praxistauglich umgesetzt werden kann.

Speziell zu den vorhandenen Regelungen in Tenorziffer 10 stellen sich weitere Fragen, die geklärt werden sollten.

So geht aus dem Entwurf nicht hervor, ob die Regelung auch im Fall einer aufgrund der Regelung zum Vertrauensschutz noch netzentgeltbefreiten Anlage greift, zu der nachträglich ein co-located Grünstromspeicher zugebaut wird. Wäre das Stromspeichersystem kapazitätsentgeltverpflichtet, würde unserer Auffassung nach auch der Vertrauensschutz für die Anlage hinfällig werden. Denn: Anlage und Speicher unterliegen der gemeinsamen Betrachtung. Diese Bepreisung würde einer nachträglichen Überbauung mit einem Grünstromspeicher entgegenstehen und käme somit einem massiven Eingriff in den *Business Case* gleich. Zudem würden so marktliche und regulatorische Anreize unterlaufen, die eine nachträglichen Zubau von co-located Grünstromspeichern erforderlich machen. Der BWE schlägt deswegen vor, eine Klarstellung einzufügen, dass der Vertrauensschutz des Windparks in dieser Konstellation auch stets für die mit ihm gekoppelte Stromspeicheranlage gilt.

Ebenso ungeklärt ist folgender Fall: Eine Stromspeicheranlage teilt sich einen NVP mit zwei Windparks, von denen einer netzentgeltspflichtig, der andere netzentgeltbefreit ist. Um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden, empfiehlt der BWE eine Klarstellung, ob und in welchem Umfang eine Kopplung des Speichers mit einer oder mehreren Erzeugungsanlagen im Sinne des Festlegungsentwurfs zulässig sein soll. Der BWE spricht sich auch in diesem Zusammenhang ausdrücklich für eine Betrachtung auf Ebene des Netzverknüpfungspunktes und nicht auf Ebene einzelner Erzeugungsanlagen aus. Die im Entwurf vorgesehene Fokussierung auf die „Einspeisekapazität“ legt nahe, dass dieser Ansatz auch der Zielsetzung der Bundesnetzagentur entspricht. Vor diesem Hintergrund sollte die Regelung konsequent so ausgestaltet werden, dass Überbauungskonzepte wirksam angereizt werden.

3.3 Zu 12.: Entgelte mit Anreizfunktion

Das Netzentgelt mit Anreizfunktion bzw. das dynamische Netzentgelt wurde in ein separates Verfahren verlegt. Die Ausgestaltung bleibt jedoch gleich: Es handelt sich um ein zeitlich und regional variables sowie vorzeichengerechtes Netzentgelt. Für Einspeiser soll die Einführung frühestens 2032 und spätestens 2035 erfolgen, für Stromspeicheranlagen frühestens 2030 und spätestens 2033.

Dass die BNetzA das dynamische Netzentgelt nicht überstürzt einführen wird, ist sehr zu begrüßen. **Für Erzeugungsanlagen lehnt der BWE die Zahlung eines dynamischen Netzentgeltes weiterhin ab.** Die Gründe hierfür haben wir bereits in vorangegangenen Stellungnahmen genannt⁷, sie sollen an dieser Stelle erneut kurz umrissen werden:

- **Die Windenergie ist in hohem Maße standortgebunden**, da sie windhöfliche und bebaubare Flächen benötigt. Zusätzliche de-facto-Einschränkungen durch die angedachte Einführung des Redispatch-Vorbehalts und eine Pachthöhenbegrenzung auf niedrigem Niveau wurden bereits im Kabinett beschlossen und dürften die verfügbaren Flächen noch weiter einschränken. Einer räumlichen Steuerung des Ausbaus durch dynamische Netzentgelte sind damit enge Grenzen

⁷ Vgl. BWE (2026): Stellungnahme: [Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA](#); vgl. BWE-Finanziererbeirat (2026): Stellungnahme: [Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA](#).

gesetzt. Zudem gelten die gesetzlichen Vorgaben des WindBG und des Referenzertragsmodells, die auf regulatorischer Ebene bereits eine bundesweit ausgleichende Wirkung anstreben. Dynamische Netzentgelte sollen also steuern, wo bereits gesteuert wird; und zu weiterer Steuerung verhelfen, wo jedoch kaum mehr zu steuern ist. Das Argument der Standortgebundenheit ist umso einschlägiger, da die BNetzA mit genau dieser Begründung die Offshore-Windenergie von dynamischen Netzentgelten ausnimmt. So heißt es im Festlegungsentwurf: „Auf Windenergieanlagen auf See findet die Bepreisung mit dynamischen Netzentgelten keine Anwendung. Windenergieanlagen auf See sind zunächst räumlich an den Standort (Offshore) gebunden.“⁸ Der gleiche Sachverhalt führt also unverständlicherweise zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen.

- Die vorgesehene Ausnahme ausschließlich für Windenergieanlagen auf See ist auch unter Berücksichtigung der Netzanschlusssituation nicht nachvollziehbar. Bei Windenergieanlagen an Land ist der räumliche Spielraum bei der Wahl eines wirtschaftlich geeigneten Netzverknüpfungspunktes regelmäßig begrenzt. Ein Ausweichen auf einen anderen Netzverknüpfungspunkt im näheren Umfeld löst das Problem jedoch oft nicht, da Anschlüsse auf der 20-kV- und 110-kV-Ebene von denselben vorgelagerten Netzengpässen betroffen sein können. Betreiber von Onshore-Windenergieanlagen haben somit ebenso wenig Einfluss auf vorgelagerte Netzengpässe und deren Behebung wie Offshore-Betreiber. Eine alleinige Ausnahme der Offshore-Windenergie von dynamischen Netzentgelten würde die Belastung daher auf andere Einspeisearten, insbesondere Windenergie an Land und Photovoltaik, verlagern, ohne dass hierfür ein hinreichender sachlicher Grund erkennbar ist.
- **Die Windenergie ist eine dargebotsabhängige Form der Stromerzeugung.** Als solche kann sie ihre Einspeisung nicht flexibel hochfahren und somit von den vorzeichengerechten Netzentgelten profitieren. Stromspeichersysteme hingegen können deutlich besser auf solche Preissignale reagieren.

Dynamische Netzentgelte werden allzu leicht zu einem überschießenden Instrument. Anders als zunächst vermutet werden könnte, bilden dynamische Netzentgelte eben nicht den realen Auslastungszustand der Netze ab. Sie werden vorab auf Basis der vorangegangenen Wetterprognose gebildet und erlauben keine Anpassung in Echtzeit bzw. an den Ist-Zustand im Netz. Aufgrund von Prognoseunsicherheiten können sie die Redispatch-Kosten sogar erhöhen. Denn wenn sie zu hoch veranschlagt werden, gehen die günstigen Erzeuger vor dem Netzengpass massenhaft vom Netz, während hinter dem Netzengpass teurere Alternativen angesteuert werden müssen. Zudem erreichen dynamische Arbeitspreise, im Gegensatz zum Redispatch, stets eine höhere Anzahl von Anlagen, als für die Beseitigung des Engpasses erforderlich wäre. Neben der damit verbundenen Gefahr der Über- und Untersteuerung entsteht damit ein weiterer Nachteil: Der Anteil der angesprochenen Anlagen, für den keine Dispatchentscheidung herbeigeführt wird, muss die Kosten und Kostenrisiken des dynamischen Arbeitspreises trotzdem absorbieren.⁹

⁸ BNetzA (2026): [Festlegungsentwurf AgNes](#), Teil II, Punkt 16.2

⁹ Vgl. Aurora Energy Research (2026): [Studie zur Auswirkung regionaler dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem](#). Vgl. insbesondere ebd., S. 22: „Bereits bei einem dNE-Niveau von 10 €/MWh kommt es im Jahr 2037 im Vergleich zum Basisszenario zu Dispatch-Änderungen im Umfang von insgesamt 54 TWh. Damit liegen die durch dNE ausgelösten Verschiebungen um 35 TWh über dem Redispatch-Volumen des Basisszenario ohne dNE. [...] Die kostenbasierte dNE - Implementierung A4 [das von der BNetzA angedachte Szenario] würde zu Erzeugungsabweichungen von insgesamt 160 TWh im Jahr 2037 führen, 8x höher als das Redispatch-Volumen im Basisszenario.“

Schließlich wird die BNetzA, falls sie sich einer Differenzierung anhand technologischer Eigenheiten (wie sie z. B. das EEG durchgehend zwanglos vorsieht) weiterhin verschließt, je nach Ausgestaltung Gewinner- und Verlierertechnologien schaffen. Es braucht jedoch jede der Erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, um ein insgesamt resilientes und finanzierbares Energiesystem zu erhalten und zu fördern. Sollte die BNetzA entgegen der Studienlage an dynamischen Netzentgelten für Erzeugungsanlagen festhalten wollen, ist eine **weitergehende Vertrauensschutzregelung** für die **potenziell zusätzlich geplanten dynamischen Netzentgelte für Erzeuger** erforderlich. Diese müssen ebenfalls bereits für Gebote und Finanzierungen ab 2027 eingepreist werden, obwohl eine Folgefestlegung frühestens 2030 erfolgen wird. Noch ist die finale Ausgestaltung der dynamischen Netzentgelte somit nicht bekannt. Sie wären jedoch, wie bereits feststeht, nur sehr schwer prognostizierbar und folglich ohnehin ein enormer Unsicherheitsfaktor in der Finanzierung. Somit sorgt die bloße Erwägung von zukünftigen dynamischen Netzentgelte bereits in der Gegenwart dafür, dass Risikoabschläge fällig werden. Dies kann die BNetzA heilen und somit unnötige volkswirtschaftliche Kosten verhindern, indem sie erstens eine eingehende Prüfung der dynamischen Netzentgelte mit Blick auf Erzeuger zusagt. Zweitens empfiehlt der BWE, in jedem Fall bereits jetzt einen Vertrauensschutz für Projekte auszusprechen, die bis zum Inkrafttreten der angedachten Folgefestlegung zu dynamischen Netzentgelten an den Ausschreibungen teilnehmen.

3.4 Zu 16. Dokumentation/Baukostenzuschuss

Zum Thema Baukostenzuschuss (BKZ) schreibt die BNetzA: „Zur Klarstellung sei darauf hingewiesen, dass die fehlende Regelung zu Baukostenzuschüssen in dieser Festlegung lediglich den Hintergrund hat, dass Baukostenzuschüsse seitens der Bundesnetzagentur außerhalb dieses Verfahrens weiterverfolgt werden.“¹⁰ Nähere Angaben, etwa zum Zeitplan für das Verfahren, macht die BNetzA im Festlegungsentwurf nicht.

Mit der im Netzpaket vorgesehenen Änderung des § 17 EEG erhält die BNetzA eine Ermächtigungsgrundlage, wonach sie das Festlegungsverfahren zum BKZ durchführen und den Netzbetreibenden verbindliche Vorgaben machen kann. Dass die BNetzA in der Konsultation des AgNes-Festlegungsverfahrens keine Vorgaben zum BKZ macht, ist vor diesem Hintergrund sachgerecht. **Dass die Mehrfachbelastung durch BKZ, Kapazitätsentgelte und dynamische Netzentgelte grundsätzlich in Kauf genommen wird, sieht der BWE aus den bereits genannten Gründen jedoch äußerst kritisch.** Hierbei stimmen wir der BNetzA in ihrer in den *Orientierungspunkten Einspeiseentgelte* geäußerten Einschätzung zu, dass die Einführung eines BKZ die Kapazitätsentgelte für Einspeiser obsolet macht.¹¹

Im direkten Vergleich erweist sich der BKZ als ein planbarer und weniger komplexer Kostenbeitrag. Gegenüber Kapazitätsentgelten ist er die bessere Wahl – sofern seine Ausgestaltung nicht zum Hindernis für die Akteursvielfalt der Branche wird.¹² Dementsprechend sollte der BKZ weiterhin als **gleichwertiges Alternativinstrument** betrachtet und dahingehend geprüft werden. **Wenn eine Prüfung ergibt, dass er allein zur Kostendeckung genügt, dann muss er auch das alleinige Instrument zur Beteiligung der Erzeugungsanlagen sein.** Andernfalls werden die Kapazitätsentgelte zu einer

¹⁰ BNetzA (2026): [Festlegungsentwurf AgNes](#), Tenorziffer 16.1.

¹¹ BNetzA (2026): [Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA](#), S. 6.

¹² Für konkrete Empfehlungen vgl. BWE (2026): [Stellungnahme: Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA](#).

unnötigen, anlasslosen Belastung, die mit den zahlreichen beschriebenen Nachteilen für EEG-Förderkosten und Projektfinanzierung einhergeht.

3.5 Zu 17.4: Übergangsvorschriften bei Erzeugungsanlagen

Der fachlichen Bewertung schickt der BWE eine Anmerkung voraus. In der Begründung des Tenors heißt es auf S. 190, Punkt 22.3, Nr. 508: „Satz 4 stellt daneben klar, dass eine längere Realisierungsfrist innerhalb der Ausschreibung, die den Stichtag des 04.08.2029 überschreitet, für die Bestimmung der Anwendung der Übergangsvorschriften nach Satz 1 unschädlich sind. Dies bedeutet, **dass für die Anwendung der Übergangsvorschriften eine verbindliche Gebotsabgabe bis zum 4. August 2029 maßgeblich ist**, eine Realisierung, also eine erstmalige, endgültige Inbetriebnahme allerdings in diesen Fällen nicht vor diesem Datum erfolgen muss.“¹³ Hier liegt ein offenkundiger Widerspruch zum Tenor vor. Dieser stellt klar, dass geplante Windenergieanlagen dann netzentgeltbefreit sein sollen, wenn sie vor der Bekanntgabe der Festlegung an der Ausschreibung teilnehmen – also vor dem 1. Januar 2027. Wir bitten die BNetzA um Klärung. In unserer folgenden Argumentation beziehen wir uns auf den Tenor und gehen von einem redaktionellen Fehler aus.

Mit dem Zwischenstand vom Mai 2026 und dem nun vorgelegten Festlegungsentwurf hat die BNetzA den Vertrauensschutz erheblich erweitert. Dies begrüßt der BWE ausdrücklich. Die Netzentgeltbefreiung gilt demnach bei der Windenergie unter folgenden Voraussetzungen: Bestandsanlagen sind über den Zeitraum von maximal 20 Jahren befreit, gerechnet ab dem Datum der Inbetriebnahme. Neuanlagen sind über den Zeitraum von maximal 20 Jahren befreit, wenn sie an der Ausschreibung im Jahr 2026 teilnehmen und gemäß der EEG-Realisierungsfrist in Betrieb genommen werden.

Mit der Änderung signalisiert die BNetzA, dass sie kurz bevorstehende und bereits getätigte Investitionen sichern will. Jedoch greift die derzeitige Übergangsvorschrift zu kurz. Sie beschränkt die Netzentgeltbefreiung bei Bestands- und Neuanlagen auf maximal 20 Jahre. Dies ist abzulehnen, weil Windenergieanlagen über den Förderzeitraum von 20 Jahren hinaus sowohl technisch als auch wirtschaftlich gesehen weiterbetrieben werden können. Insbesondere bieten sich diese Projekte für Grünstrom-PPAs an, die wiederum unverzichtbar sind für die Dekarbonisierung der Industrie. Zahlreiche Projekte wurden und werden mit einem Betriebszeitraum von 25 Jahren geplant. Dabei sind die letzten Betriebsjahre entscheidend für die Refinanzierung. Die Pläne der BNetzA greifen in genau diesen Zeitraum ein. Insbesondere werden ausgeführte Anlagen mit einer Abgabe belegt, die sie nicht in ihrer Kalkulation berücksichtigen konnten und die zum Zeitpunkt der Finanzierung auch nicht absehbar war. Somit wird diese Regelung erwartbar dazu führen, dass diese Windparks vom Netz gehen. Windparks in die Stilllegung zu drängen bzw. ihre Betriebszeit künstlich auf 20 Jahre zu begrenzen, ist gänzlich ineffizient. Deswegen spricht sich der BWE dafür aus, die Deckelung auf 20 Jahre zu streichen und **die Netzentgeltbefreiung über den gesamten Betriebszeitraum** zu gewähren. Dies muss sowohl für Bestandsanlagen gelten als auch für die Anlagen, die in den Geltungsbereich der Netzentgeltbefreiung bzw. der Übergangsregelung fallen.

Zudem entstehen bereits weit vor der Ausschreibungsteilnahme Kosten und vertragliche Verbindlichkeiten, etwa im Rahmen der Genehmigungserteilung, bei der unverbindlichen

¹³ BNetzA (2026): [Festlegungsentwurf AgNes](#), Teil II, Punkt 22.3

Netzanschlusszusage, bei Vorverträgen für die Anlagenbestellung oder für den Bau eines eigenen Umspannwerks. Insbesondere kleine Akteure und/oder Bürgerwindprojekte gehen massiv in die Vorleistung. Kosten fallen an für die Einwerbung von lokalem Eigenkapital. Beim Kauf der Anlagen haben sie einen geringeren Handlungsspielraum, da sie aufgrund der kleineren Mengen oftmals direkt beim Hersteller bestellen, was eine höhere Verbindlichkeit generiert. Falls sich Betreibende im November keinen Zuschlag sichern können, verändert sich der gesamte *Business Case*. Zudem zeigen Daten der FA Wind und Solar, dass die mittlere Genehmigungsdauer in sechs Bundesländern weiterhin zwischen 24 und 50 Monaten liegt, was die Ausschreibungsteilnahme verzögert. Von langer Hand geplante Projekte wären durch den unzureichenden Vertrauensschutz potenziell gefährdet. Um auch diese Investitionen abzusichern, empfiehlt der BWE eine **Netzentgeltbefreiung für Windprojekte, die bis zum 1. Januar 2029 einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten**. Realisierungsfrist wäre weiterhin der 4. August 2029.

3.6 Zu 17.5: Übergangsvorschriften bei Stromspeicheranlagen

Auch bei Stromspeicheranlagen hat die BNetzA den Vertrauensschutz gestärkt, was der BWE positiv bewertet. Die neue Regelung sichert die Fortgeltung des § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG für Bestandsanlagen. Speicherprojekte in Planung sind für 20 Jahre netzentgeltbefreit unter der Voraussetzung, dass sie bis zum 1. Januar 2027 die endgültige Investitionsentscheidung (Final Investment Decision, FID) getroffen haben. Diese gilt dann als getroffen, wenn eine Bestellung von Komponenten in Höhe von 50 % des Investitionsvolumens erfolgt ist und „sich von den hierzu geschlossenen Verträgen nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden gelöst werden kann“. „Wesentlich“ ist ein Vermögensschaden laut BNetzA, wenn er im Falle einer Lösung vom Vertrag mindestens 25 % des Investitionsvolumens ausmacht. Bis zum 31. März 2027 muss der Nachweis über die vor dem 1. Januar 27 getroffene FID beim Netzbetreiber „in geeigneter Weise“ erbracht worden sein.

Der BWE begrüßt die nun erfolgte Präzisierung des FID-Begriffs. Wie auch bei den Erzeugungsanlagen ist diese Regelung aus Sicht des BWE jedoch nicht ausreichend, um Investitionssicherheit zu gewährleisten. Auch hiermit würden bereits getätigte Investitionen obsolet gemacht. Stattdessen schlagen wir vor, ebenfalls Projekte unter den Vertrauensschutz zu stellen, die **bis zum 1. Januar 2027 Bestellverträge unter aufschiebender Wirkung in Höhe von 50 % des Investitionsvolumens abgeschlossen haben**. Auch diese Verträge sind mit Kosten verbunden. Darüber hinaus schaffen sie Verbindlichkeiten und signalisieren die ernsthaften Umsetzungsabsichten. Eine solche Ausweitung des Vertrauensschutzes würde Projekte absichern, die z. B. kurz vor der endgültigen Netzanschlusszusage oder Flächensicherung stehen, aber die Speicherbestellung noch nicht „scharfgeschaltet“ haben. Eine Möglichkeit zu rein spekulativen Vertragsabschlüssen besteht nicht, da die Inbetriebnahmepflicht bis zum 4. August 2029 weiterhin gelten würde.

Sofern für den Nachweis der endgültigen Investitionsentscheidung Bestellverträge, Lieferverträge, Preisvereinbarungen oder sonstige kommerziell sensible Unterlagen gegenüber Netzbetreibern vorzulegen sind, müssen verbindliche Vorgaben zum Schutz von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen vorgesehen werden. Die Unterlagen dürfen ausschließlich für den Nachweiszweck verwendet werden. Zudem sollte eine Vorlage unter Vertraulichkeitsvereinbarung sowie – soweit ausreichend – in geschwärzter Form möglich sein.

Darüber hinaus regt der BWE an, den Begriff „in geeigneter Weise“ näher zu definieren. Die Formulierung lässt viel Interpretationsspielraum, was zu vermeidbaren Rechtskonflikten führen könnte.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

AdobeStock, bilderstoeckchen

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpersonen

Janna Hilger | Fachreferentin Speicher und Flexibilitäten | j.hilger@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Janna Hilger | Fachreferentin Speicher und Flexibilitäten
Hannes Moser | Justiziar

Beteiligte Gremien und Landesverbände

Gesamtvorstand
AK Energiepolitik
AK Netze
AK Direktvermarktung
Planerbeirat
Finanziererbeirat
Bürgerwindbeirat
Betreiberbeirat
JurAG Unternehmensjurist*innen
JurAG Netze

Datum

18. September 2026