# Vertrauensschutz und Investitionssicherheit mit künftiger Netzentgeltsystematik sicherstellen

**Anforderungen und Vorschläge zum AgNes-Prozess aus Sicht führender Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche**

**Stand 05.05.2026**

## Zusammenfassung


**Dynamische Einspeisenetzentgelte sind aus Sicht der diesen Appell unterstützenden Unternehmen aufgrund fehlender Kalkulierbarkeit grundsätzlich ungeeignet.** Sie würden die Finanzierbarkeit neuer Projekte beeinträchtigen, die Investitionssicherheit schwächen und das Erreichen der Ausbauziele beim Zubau erneuerbarer Energien gefährden. Zugleich würden sie die Systemkosten erhöhen und perspektivisch preistreibend auf die Verbraucherpreise wirken.

**Auch „statische" Einspeisenetzentgelte in Form von jährlich angepassten Kapazitätsnetzentgelten würden potenziell zu Fehlanreizen und zusätzlichen Systemkosten führen.** Sie würden die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen belasten, das Risiko von Stilllegungen sowie einer Verlagerung von Erzeugungskapazitäten ins Ausland erhöhen, damit die Resilienz des Energiesystems schwächen und langfristig nicht zu einer Entlastung der Verbraucherinnen und Verbraucher führen.

**Baukostenzuschüsse (BKZ) sind hingegen als Einmalzahlung gut kalkulierbar, leisten einen Beitrag zur Netzfinanzierung** und bieten die bestmögliche Anreizwirkung zur effizienten Netzanschlussdimensionierung und Standortwahl.

**Für Bestandsprojekte sowie Projekte in Umsetzung muss ab Gebotsabgabe ein umfassender Vertrauensschutz greifen**, der zwingend alle Netzentgeltkomponenten umfasst.

**Abschließend regen die diesen Appell unterstützenden Unternehmen dringend an**, dass eine Konsistenz zwischen dem AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur sowie der EEG-Reform und dem Netzpaket hergestellt werden muss.

## Hintergrund:

Die Berechnung der Netzentgelte soll entsprechend dem Europäischen Gerichtshof selbstständig und geschützt vor jeglichen Weisungen sowie politischer Einflussnahme erfolgen. Die bisherige Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung treten daher am 31. Dezember 2028 außer Kraft. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erwägt bei der Rahmenfestlegung einer Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) als Ersatz für die StromNEV u.a. die Einführung von Einspeisenetzentgelten. Nach Einschätzung der BNetzA soll ein Vertrauensschutz nur und befristet für Anlagen gewährt werden, die im Rahmen staatlicher Ausschreibungsverfahren mit Realisierungspflicht einen Zuschlag erhalten haben. Zudem unterscheidet die BNetzA zwischen Kapazitätsentgelten und dynamischen Netzentgelten und bewertet den Vertrauensschutz bei dynamischen Entgelten als weniger zwingend. Führende Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche mit zehntausenden Mitarbeitenden und jährlichen Milliardeninvestitionen lehnen die Vorschläge der BNetzA ab; sie fordern mit diesem gemeinsamen Positionspapier Vertrauensschutz und Investitionssicherheit für Betreiber, Projektierer sowie Hersteller und schlagen praktikable Lösungen vor.

## 1. Dynamische Einspeisenetzentgelte sind aufgrund fehlender Kalkulierbarkeit grundsätzlich ungeeignet und gefährden die Projektfinanzierung

Dynamische Einspeisenetzentgelte stellen für Erzeuger ein unkalkulierbares und unproduktives Risiko dar, das maßgeblich von der Entwicklung des Netzausbaus, der Lasten und der Erzeugung abhängt. Kein Akteur kann über eine Projektlaufzeit von 20 Jahren und länger eine belastbare Aussage über Auswirkungen dieser Einflussfaktoren auf seine Projekte treffen. Um die Finanzierungsrisiken abzusichern, müsste aufgrund dieser Unkalkulierbarkeit mit konservativen Worst-Case-Annahmen kalkuliert werden (z. B. 10 ct/kWh). Dies würde dazu führen, dass die Obergrenze des dynamischen Entgelts faktisch wie ein statisches Einspeiseentgelt in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen würde und die Realisierbarkeit vieler Projekte gefährdet wäre. Die in der Branche der Erneuerbaren Energien (EE) vorherrschende Projektfinanzierung würde damit grundsätzlich gefährdet. Fremdkapitalgeber hätten keine Kalkulationsgrundlage mehr und könnten entweder keine Finanzierung anbieten, oder die Finanzierungskonditionen würden sich durch Risikopuffer so weit verschlechtern, dass Projekte nicht mehr realisierbar wären. In der Konsequenz würde dies die Stromgestehungs- und damit die Förderkosten signifikant erhöhen, was zu einer entsprechenden Mehrbelastung für die Steuerzahler bzw. Verbraucher führen würde. In wettbewerblichen Ausschreibungen würde es zudem die Spekulation basierend auf optimistischen Annahmen und damit das Risiko einer wirtschaftlich nicht tragfähigen Zuschlagserteilung steigern („Winner's Curse"). Dies würde die Realisierung von bezuschlagten Projekten weiter gefährden.

In der Praxis könnten dargebotsabhängige EE-Erzeuger lediglich durch die Standortwahl auf dynamische Netzentgelte reagieren. Diese ist durch bestehende Steuerungsinstrumente jedoch stark eingeschränkt: Onshore durch die Ausweisung von Windgebieten sowie das Referenzertragsmodell und Offshore durch die zentralisierte Flächenplanung, die auf die Naturgegebenheiten von Nord- und Ostsee begrenzt ist. Auch haben nur lokal agierende Akteure i.d.R. wenig Flexibilität bei der Standortwahl. Damit ist Entwicklern weitestgehend die Möglichkeit genommen, über die Standortwahl die individuelle Netzsituation zu beeinflussen. Sie sind strukturell über die Projektlaufzeit entweder „vor" oder „hinter" den sich ggf. noch mit der Netz-, Erzeugungs- oder Verbrauchssituation wandelnden Engpässen positioniert und wären damit erwartbar dauerhaft mit unkalkulierbaren Kosten oder Erlösen durch dynamische Netzentgelte konfrontiert. Selbst Anlagen, die bewusst „hinter" einem Netzengpass entwickelt werden, können sich durch verschleppten Netzausbau über die Zeit in einem Engpassgebiet wiederfinden. Bestehende Projekte würden durch eine nachträgliche Einführung von dynamischen Entgelten aufgrund des dadurch entstehenden Standortnachteils massiv in ihrer Wirtschaftlichkeit bedroht.

Über drastisch steigende Finanzierungskosten, eine dramatisch sinkende Realisierungswahrscheinlichkeit und drohende Folgeschäden bei Unwirtschaftlichkeit von Bestandsprojekten würden dynamische Netzentgelte zwar möglicherweise vordergründig Engpassmanagementkosten senken. Gleichzeitig würden die am Ende von Verbrauchern und Steuerzahlern zu tragenden Systemkosten substanziell erhöht.

## 2. Kapazitätsnetzentgelte führen zu höheren Systemkosten

Auch „statische" Einspeisenetzentgelte in Form von jährlich anzupassenden Kapazitätsnetzentgelten führen potenziell zu einer Reihe von Fehlanreizen und zusätzlichen Systemkosten. Die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung dieser Entgelte verursacht erhebliche Investitions- und Kalkulationsrisiken. Das heißt, dass Bieter in wettbewerblichen Ausschreibungen (EEG, Wind-auf-See-Gesetz, Kapazitätsmärkte) nicht nur die geschätzten Zusatzkosten einpreisen, sondern diese aufgrund unzureichender Kalkulierbarkeit der laufenden Anpassungen auch noch mit erheblichen Risikoaufschlägen versehen müssten. Dies würde wiederum zu entsprechend höheren Förderbedarfen und damit zu steigenden Systemkosten führen.
Zudem würde ein Kapazitätspreis insbesondere Windenergieanlagen in Süddeutschland benachteiligen, da er unabhängig von tatsächlich erreichten Volllaststunden erhoben werden würde. Aufgrund der standortbedingten geringeren Volllaststunden im Süden müssten Anlagen bei gleicher Anschlusskapazität den zu zahlenden Kapazitätspreis in weniger Stunden erwirtschaften als Anlagen in windstärkeren Regionen. Dies käme einer wirtschaftlichen Benachteiligung gleich und würde dem Ziel eines verstärkten Ausbaus der Windenergie in Süddeutschland entgegenwirken.
Zudem würden sowohl dynamische als auch „statische" Einspeisenetzentgelte die heimische Stromerzeugung gegenüber Kraftwerken in Nachbarländern verteuern. Im Rahmen der europäischen Marktkopplung würde sich Erzeugung zunehmend in das Ausland verlagern. Dies schwächt Investitionen in inländische Erzeugungskapazitäten und kann unerwünschte Verteilungseffekte in benachbarten Strommärkten erzeugen.

**In Summe sind Einspeiseentgelte somit investitionsgefährdend und systemisch ineffizient. Die diesen Appell unterstützenden Unternehmen lehnen sie daher in Gänze ab.**

## 3. Baukostenzuschüsse als kalkulierbare Größe zur Netzfinanzierung mit Anreizwirkung

Sofern EE-Erzeuger einen Beitrag zur Netzfinanzierung leisten sollen, wäre ein transparenter und kalkulierbarer Betrag zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe das bevorzugte Mittel, das auch kurzfristig praktikabel wäre. Hierfür sollte die durch den Gesetzgeber im Rahmen des Netzanschlusspakets vorgesehene Möglichkeit der Erhebung von BKZ für EE-Erzeuger genutzt werden. Vorgaben an die Netzbetreiber zur regionalen und technologischen Differenzierung sollten im Rahmen des AgNes-Prozesses konkretisiert und konsultiert werden. Dadurch kann, zusätzlich zu einem Beitrag zur Netzfinanzierung, sowohl ein rationaler Umgang mit Netzkapazitäten als auch eine Lenkungswirkung für ortsflexible EE-Erzeuger (insb. PV) erzielt werden. Sollte es bei der Umsetzung des Netzanschlusspakets zur Einführung verpflichtender „FCA" mit einem klar und fair zu definierenden Rahmen kommen, müssten diese bei der Festlegung von BKZ berücksichtigt werden und entsprechend zu einem Entfall bzw. zu einer Anrechnung führen. Den im geleakten Entwurf des Netzanschlusspakets vorgeschlagenen unkalkulierbaren Redispatchvorbehalt lehnen die Unternehmen unisono ab.
Zu beachten ist, dass auch BKZ in die Gebote in den Ausschreibungen einzupreisen sind. Entsprechende Zahlungen für die Netzbetreiber werden also aus Steuermitteln finanziert. Eine Netto-Kostenersparnis ergibt sich dann, wenn durch die Lenkungswirkung Einsparungen beim Netzausbau realisiert werden, die die Höhe der BKZ übersteigen.

## 4. Vertrauensschutz für Projekte ab Gebotsabgabe hat höchste Priorität

Nachträglich eingeführte Netzentgelte untergraben grundsätzlich das Vertrauen in die Verlässlichkeit des regulatorischen Rahmens. Bei Bestandsanlagen besteht kaum eine Möglichkeit, zusätzliche Kosten aufzufangen. Eine nachträgliche Belastung würde daher eine rückwirkende Entwertung bereits getätigter Investitionen bedeuten. Dies würde zu einem massiven Vertrauensverlust bei Investoren führen und verbietet sich in einem Rechtsstaat.
Für Bestandsprojekte sowie Projekte in Umsetzung muss daher ab Gebotsabgabe ein umfassender Vertrauensschutz greifen, der zwingend alle Netzentgeltkomponenten umfasst.
Bei nach Wind-auf-See-Gesetz und EEG ausgeschriebenen Offshore-, Onshore- und PV-Projekten stellt die Realisierungspflicht eine klare Gegenleistung dar und bildet die Grundlage für die Investitionsentscheidung der Bieter. Die Investitionskalkulationen erfolgten zu den im Ausschreibungszeitpunkt gültigen Rahmenbedingungen und unter einem intensiven Wettbewerbsdruck. Die daraus resultierenden Business Cases sind entsprechend optimiert und lassen keinerlei Spielraum zur nachträglichen Abbildung zusätzlicher Netzentgelte. Da die finanzierenden Banken ihre Kreditkalkulation auf den Zuschlagswert abstellen, würden nachträgliche Belastungen zu entsprechend höheren Eigenkapitalanforderungen führen.
Ein umfassender Vertrauensschutz über die gesamte Projektlaufzeit, der jegliche Netzentgeltkomponenten umfassen muss, ist daher notwendig, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit dieser Investitionen nicht nachträglich zu entwerten und damit zu gefährden.
Auch für marktlich refinanzierte Projekte („Power Purchase Agreements“) und Projekte, die unter anderen Vergaberegimen in der Vergangenheit eine Vergütung erhalten haben (Offshore-Windenergie), muss eine mindestens 20-jährige Befreiung für alle Netzentgelte gelten.

Die durch das Orientierungspapier entstandenen Unsicherheiten bezüglich des Umgangs mit den aktuell in Planung befindlichen Projekten müssen umgehend beseitigt werden (in Bezug auf die im Papier genannten verschiedenen Optionen für den Stichtag, der für diese Projekte maßgeblich ist). Für zukünftige Projekte und Ausschreibungen ist zwingend sicherzustellen, dass zumindest alle relevanten Informationen zur Ausgestaltung von Einspeiseentgelten frühzeitig und in verlässlicher Form kalkulierbar zur Verfügung stehen.
Ein umfassender Bestandschutz sollte daher für alle Ausschreibungen vor Veröffentlichung der finalen Festlegung gelten.

**Abschließend regen die diesen Apell unterstützenden Unternehmen dringend an, die Vorschläge aus dem Netzanschlusspaket rechtlich zu überprüfen, mit den Zielen des EEG in Einklang zu bringen, mit den kommentierten Vorschlägen aus dem AgNes-Prozess abzugleichen und in einen fairen und transparenten Konsultationsprozess zu überführen.**