Alterric-Stellungnahme

zum Orientierungspunktepapier der BNetzA zu Einspeiseentgelten

vom 17. Februar 2026 (Festlegungsverfahren AgNes)

Zusammenfassung der Stellungnahme

- Alterric begrüßt den ergebnisoffenen AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur und teilt das Ziel der Behörde, Energiepreiskosten in Deutschland langfristig zu senken, um den Wirtschaftsstandort Deutschland zu sichern und zu stärken.
- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist hierfür von zentraler Bedeutung. Der konsequente Ausbau schafft Investitionssicherheit, stärkt die Wettbewerbsfähigkeit und gewährleistet eine preisstabile und damit wirtschaftsfördernde Energieversorgung.
- Für die Neugestaltung der Netzentgeltsystematik schlägt die BNetzA vor, künftig in Form von Baukostenzuschüssen, Kapazitätspreisen und/oder dynamischen Arbeitspreisen auch die Erzeuger an den Netzentgelten zu beteiligen. Die Einführung dieser Instrumente würde allerdings den notwendigen Ausbau der Erneuerbaren erheblich gefährden und durch zusätzliche Belastungen verteuern.
- Weiterhin würde die (kombinierte) Einführung dieser drei Entgeltkomponenten insgesamt für die Erhöhung der Stromgestehungskosten sorgen und damit auch zu Belastungen für Verbraucher (Industrie, Wirtschaft sowie Privathaushalte) der Verbraucher führen. Das würde insgesamt eine Schlechterstellung des Wirtschaftsstandorts Deutschland darstellen.
- Der **Baukostenzuschuss** (BKZ) stellt insgesamt das plan- und damit am ehesten kalkulierbare Instrument dar. Für eine zielführende Umsetzung schlagen wir hier jedoch statt einer einmaligen Vorab-Zahlung die jährliche Zahlung über einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme des Projekts vor. Die jährliche Zahlung hätte eine weitaus geringere Steigerung der Stromgestehungskosten gegenüber der einmaligen Vorab-Zahlung zur Folge. Die Standortsteuerung, die durch den BKZ avisiert wird, darf bestehende Mechanismen dabei jedoch nicht konterkarieren.
- Die Einführung eines **Kapazitätsentgelts** für Einspeiser lehnt Alterric ab. Dieses ist zwar planbarer als der ebenfalls vorgeschlagene dynamische Arbeitspreis, geht aber aufgrund der volatilen Natur von Netzentgelten dennoch mit Risiken einher und würde somit neben den generellen Mehrkosten auch zu Risikoaufschlägen in der Projektkalkulation und Finanzierung führen und somit ebenfalls die Stromgestehungskosten verteuern.
- **Dynamische Netzentgelte** für Erzeuger lehnen wir grundsätzlich ab! Diese können aufgrund ihrer Variabilität und der unzureichenden Prognosemöglichkeit über ihr Aufkommen während der Betriebsdauer in der Kalkulation nicht angemessen berücksichtigt werden. Die Einführung von dynamischen Arbeitspreisen würde dafür sorgen, dass ihr erhebliches Risiko entsprechend in der Projektkalkulation mit Risikoaufschlag eingepreist werden und somit für sehr hohe Stromgestehungskosten und/oder sogar den Ausbaustopp für Erneuerbare Energien führen würde.
- Insgesamt befürwortet Alterric eine Netzentgeltsystematik, die den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützt und nicht (zusätzlich) erschwert. Der **Schutz von Bestandsanlagen** hat dabei höchste Priorität, da nachträgliche finanzielle

Mehrbelastungen das Vertrauen u.a. des Kapitalmarkts in Investitionssicherheit stark schwächen und künftige Projekte gefährden können.

- Weiterhin darf im Fall der Einführung von Einspeisenetzentgelten keinesfalls das Anschlussprivileg, das sich aus dem EEG für Erneuerbare ergibt, gefährdet werden.
-

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der Stellungnahme 1

Detaillierte Stellungnahme zu dem Orientierungspapier 3

1. Einleitung 3
2. Hintergrund: Finanzierung eines Windparkprojekts 4
3. Vertrauens-/Bestandsschutz 4
   a) Bestandsschutz für bereits bestehende Projekte 5
   b) Vertrauens-& Bestandsschutz für sich derzeit in der Planung befindliche Projekte 5
4. Vorgeschlagene Einführung von Baukostenzuschüssen für Erzeuger 5
5. Vorgeschlagene Einführung von Netzentgeltkomponenten für Erzeuger 8
   a) Kapazitätspreise 8
   b) Dynamische Arbeitspreise 9
6. Fazit 10

Fragen der Bundesnetzagentur 10

Detaillierte Stellungnahme zu dem Orientierungspapier

1. Einleitung

Das Orientierungspapier der BNetzA zu Einspeiseentgelten greift eine zentrale Frage der künftigen Ausgestaltung des Energiesystems auf: die verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten. Aus Sicht von Alterric kommt der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik dabei eine entscheidende Rolle zu, da sie maßgeblich die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen und die Rahmenbedingungen für künftige Investitionsentscheidungen beeinflussen könnte.

Vor dem Hintergrund des weiterhin erforderlichen Ausbaus erneuerbarer Energien ist es essenziell, regulatorische Ansätze so zu gestalten, dass sie Planungssicherheit gewährleisten und keine zusätzlichen Hemmnisse für Investitionen schaffen. Insbesondere müssen bestehende Investitionsentscheidungen geschützt und verlässliche Rahmenbedingungen für neue Projekte sichergestellt werden. Eingriffe in bestehende Strukturen, die zu nachträglichen finanziellen Belastungen führen, bergen das Risiko, das Vertrauen in die Stabilität des regulatorischen und des Kapitalmarkumfelds maßgeblich zu beeinträchtigen.

Wir begrüßen den ergebnisoffenen AgNes-Prozess und danken für die Möglichkeit der Stellungnahme. Die vorliegende Stellungnahme bewertet die im Orientierungspunktepapier dargestellten Ansätze vor diesem Hintergrund und legt dar, welche Anforderungen aus Sicht von Alterric als Erzeuger an eine sachgerechte, faire und zukunftsorientierte Ausgestaltung von Einspeiseentgelten zu stellen sind. Ziel ist es, einen konstruktiven Beitrag zur Weiterentwicklung eines regulatorischen Rahmens zu leisten, der sowohl die Systemeffizienz stärkt als auch die notwendigen Investitionen in eine sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung unterstützt.

Bereits an dieser Stelle möchten wir darauf hinweisen, dass die Erlösströme von Windenergieprojekten schon heute eine Vielzahl von Anspruchsgruppen bedienen. Windenergieprojekte sind zudem durch ein komplexes Zusammenspiel aus Kosten- und Erlöskomponenten geprägt. Neben gestiegenen Investitions- und Betriebskosten leisten Erzeuger bereits erhebliche Beiträge, etwa in Form von Pachten sowie für die Beteiligung von Kommunen, Bürgerinnen und Bürgern zur Sicherung der Akzeptanz. Diese Elemente sind fester Bestandteil der Projektkalkulation. Da die wirtschaftlichen Spielräume aufgrund einer Vielzahl an zu berücksichtigenden Kosten begrenzt sind, würde eine zusätzliche Beteiligung der Einspeiser an den Netzentgelten spürbaren Anpassungsdruck erzeugen. Um den finanziellen Aufwand insgesamt aufzufangen, wären Einsparungen an anderer Stelle kaum vermeidbar und würde somit auch den Spielraum beispielsweise für pacht- und akzeptanzfördernde Maßnahmen einschränken oder ausschließen. Dadurch würden Vorteile der dezentralen Energieversorgung verspielt.

Vor diesem Hintergrund bitten wir die Bundesnetzagentur anzuerkennen, dass die Erträge von Windenergieprojekten nicht isoliert als Differenz zwischen Erlösen und potenziellen Netzkosten betrachtet werden können. Zusätzliche Belastungen würden nicht nur die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte mindern, sondern könnten dazu führen, dass insgesamt weniger Projekte realisiert werden. Dies hätte unmittelbare Auswirkungen auf das Erreichen der Ausbauziele für erneuerbare Energien, die aufgrund der Notwendigkeit für Strom aus Erneuerbaren gerade erst angehoben und nun nicht durch andere Maßnahmen konterkariert werden dürfen.

Bevor wir auf die einzelnen Vorschläge des Orientierungspapiers eingehen, möchten wir darauf hinweisen, dass derzeit sowohl seitens des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWE) als auch der BNetzA verschiedene Maßnahmen zur besseren Abstimmung von Erneuerbaren- und Netzausbau im Hinblick auf Kosteneffizienz diskutiert werden. **Es ist aus unserer Sicht**

dringend erforderlich, diese Ansätze eng aufeinander abzustimmen und ihre Wirkungen – auch untereinander – sorgfältig zu prüfen. Dabei sollte insbesondere vermieden werden, dass Maßnahmen den Ausbau erneuerbarer Energien beeinträchtigen oder sich in ihrer Wirkung überlagern. Zudem ist sicherzustellen, dass neue Instrumente nicht zu Doppelbelastungen oder unbeabsichtigten gegenläufigen Effekten führen.

2. Hintergrund: Finanzierung eines Windparkprojekts

Für die Realisierung von Windenergieprojekten spielt Fremdkapital eine zentrale Rolle, da solche Investitionen ohne externe Finanzierung nicht darstellbar wären. Als ein Projektierer, der für den eigenen Betrieb von Energieparks Anlagen plant, erhalten wir das Fremdkapital in der Regel erst nach Zuschlagserteilung. Voraussetzung hierfür ist eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, in der alle relevanten Kosten und erwarteten Einnahmen während der Betriebslaufzeit berücksichtigt werden müssen.

Die Planbarkeit dieser Kosten ist somit nicht nur entscheidend für die Konditionen der Finanzierung, sondern auch für die grundsätzliche Zusage durch die Banken. Entsprechend muss das finanzielle Risiko auch aus Sicht der Banken so weit wie möglich minimiert werden, damit eine Projektfinanzierung realisiert werden kann. Bereits zum Zeitpunkt der wirtschaftlichen Bewertung muss daher sichergestellt sein, dass alle erwartbaren Kosten verlässlich eingeplant werden können.

Daraus wird deutlich, dass schwankende Entgeltkomponenten, insbesondere durch dynamische Arbeitspreise für Erzeuger, aufgrund fehlender Kalkulierbarkeit ein erhebliches Risiko für die finanzierenden Banken darstellen. Dies kann die Finanzierung kapitalintensiver Projekte grundsätzlich gefährden. Die Einplanung eines Risikoaufschlags würde nicht nur die Finanzierungsbedingungen belasten, sondern auch die Stromgestehungskosten erhöhen und damit die Preise beeinflussen.

Sowohl die im Papier diskutierten Baukostenzuschüsse als auch die Einspeiseentgelte würden einen spürbaren finanziellen Mehraufwand erzeugen. Dieser muss bereits frühzeitig in der Wirtschaftlichkeitsberechnung abbildbar sein. Nur so kann der Abriss des Erneuerbaren-Ausbaus vermieden werden. Eine detaillierte Bewertung der einzelnen Entgeltkomponenten erfolgt im weiteren Verlauf dieser Stellungnahme.

Auch im Rahmen von PPA-Projekten müssen die Finanzierungsrahmenbedingungen berücksichtigt werden. Es ist festzustellen, dass die Umsetzung von PPA-Projekten bereits heute mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist. Im Vergleich zu geförderten Vermarktungsmodellen sind sie in der Regel mit höheren Risiken und größerer struktureller Komplexität behaftet. Dies kann höhere Kosten für den PPA-Kunden bedeuten. Sollten in Zukunft volatile Kostenkomponenten wie Netzentgelte hinzukommen, müssten neben der unmittelbaren finanziellen Mehrbelastung auch zusätzliche Unsicherheiten in der Preisbildung berücksichtigt werden. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von PPA-Projekten weiter beeinträchtigen. Vor dem Hintergrund des politischen Ziels, den Ausbau erneuerbarer Energien stärker marktbasiert zu gestalten, wäre eine solche Entwicklung als kontraproduktiv zu bewerten.

3. Vertrauens-/Bestandsschutz

Unabhängig von der im Orientierungspapier diskutierten Einführung unterschiedlicher Instrumente zur Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten haben der Vertrauens- sowie der Bestandsschutz oberste Priorität.

a) Bestandsschutz für bereits bestehende Projekte

Wir begrüßen, dass die BNetzA klarstellt, dass Baukostenzuschüsse grundsätzlich nur für den Anschluss neuer Anlagen erhoben werden sollen. Wir würden es befürworten, im Rahmen dessen stets den aggregierten Netzverknüpfungspunkt (NVP) zugrunde zu legen. Eine BKZ-Zahlung sollte demnach ausschließlich bei einer Kapazitätserweiterung des NVP fällig werden, während für bestehende NVP-Kapazitäten ebenfalls ein „Bestandsschutz" gewährleistet wird. Die Gründe, warum die Betrachtung des aggregierten NVPs maßgeblich sein sollte, werden im Abschnitt zur Diskussion der Baukostenzuschüsse (4.) ausführlich erläutert.

Wir begrüßen zudem, dass die Behörde in ihrer Diskussion zum Schutz von Bestandsprojekten die besonderen Herausforderungen von Projekten anerkennt, die staatlichen Auktionsverfahren unterliegen. Fraglich bleibt jedoch, warum dies im Papier nur auf die potenzielle Entgeltkomponente der Kapazitätspreise beschränkt wird. Gerade dynamische Arbeitsentgelte können sich in erheblichem Maße nachteilig auf Bestandsprojekte auswirken.

So könnte ihre Einführung u.a. zu einem strukturellen Standortnachteil führen. Anlagen, deren Standortentscheidungen in der Vergangenheit getroffen wurden, wären insbesondere in Regionen mit höherer Netzauslastung tendenziell stärker betroffen, da dort die dynamischen Entgelte voraussichtlich häufiger an- und höher ausfallen würden. Sie würden damit benachteiligt, da ihre Investitionsentscheidungen auf Grundlage bestehender Rahmenbedingungen getroffen wurden und in diesem Zusammenhang mögliche Standortnachteile bislang nicht berücksichtigt werden konnten.

Zudem ist kritisch anzumerken, dass die Behörde im Orientierungspunktepapier den Bestandsschutz lediglich für solche Projekte in Betracht zieht, die staatlichen Auktionsverfahren unterliegen. Zwar stehen diese Projekte anderen Herausforderungen gegenüber, jedoch wurden auch die sog. PPA-Projekte auf Basis der zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen geplant und wirtschaftlich kalkuliert. Vor diesem Hintergrund muss der Bestandsschutz zwingend auch für nicht-geförderte Projekte gelten! Dies gilt insbesondere auch für PPA-Kunden, die ihre Kalkulationen ebenfalls auf Preisannahmen getroffen haben, die unter anderen Rahmenbedingungen entstanden sind.

b) Vertrauens-& Bestandsschutz für sich derzeit in der Planung befindliche Projekte

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). Aus unserer Sicht ist eine Klärung erforderlich, dass der diskutierte Stichtag, ab dem Projekte die entsprechenden Regelungen in ihre Planung einbeziehen sollen oder können, in der Zukunft liegt. Dieser Stichtag darf frühestens dann sein, wenn die einzuführenden Instrumente finalisiert und ihre Ausgestaltung ausreichend bekannt ist. Ohne konkrete Zahlen lassen sich die daraus resultierenden Mehrkosten nicht angemessen berücksichtigen.

4. Vorgeschlagene Einführung von Baukostenzuschüssen für Erzeuger

Für eine fundierte Bewertung der diskutierten Einführung von Baukostenzuschüssen für Erzeuger ist eine detaillierte Beschreibung der vorgeschlagenen Ausgestaltung dieses Instruments erforderlich. Bislang liegen hierzu keine konkreten Vorschläge oder Überlegungen vor, die über die grundsätzliche Idee der möglichen Einführung hinausgehen. Eine solche Konkretisierung ist jedoch entscheidend, um sowohl aus unternehmerischer Perspektive als auch vor dem Hintergrund der systemischen Sinnhaftigkeit eine realistische Einschätzung

vornehmen zu können. Grundsätzlich ist vorstellbar, dass ein Baukostenzuschuss, abhängig von seiner konkreten Ausgestaltung, das planbarste der vorgeschlagenen Instrumente sein könnte.

Im kürzlich bekanntgewordenen Leak des Entwurfs des sog. Netzpakets des BMWE wird die Absicht deutlich, die rechtliche Grundlage für die Zulässigkeit von BKZ für Erzeuger zu schaffen. Wir möchten an dieser Stelle erneut um eine enge Abstimmung zwischen BNetzA und BMWE bitten, um Unsicherheiten zu vermeiden und doppelte Mechanismen zu verhindern. Der Gesetzgeber sollte unserer Ansicht nach lediglich die rechtliche Grundlage schaffen; die konkrete Umsetzung sollte im weiteren Verlauf durch die BNetzA festgelegt und eingeführt werden. Wir plädieren dafür, dass durch ein abgestimmtes Verfahren verhindert wird, dass zwischen der möglichen Verabschiedung des Netzpakets und der Festlegung des AgNes-Prozesses Netzbetreiber eigenständig Baukostenzuschüsse nach eigenem Ermessen und eigenen Verfahren erheben können. Insgesamt sind netzbetreiberübergreifende und objektiv nachvollziehbare Bemessungskriterien erforderlich, damit frühzeitig erkennbar ist, in welcher Höhe ein BKZ am jeweiligen NVP zu erwarten ist. Weiterhin sollen dadurch willkürlich angesetzte BKZ vermieden werden. Der BKZ kann seine gewünschte Steuerungsfunktion nur dann erfüllen, wenn die Höhe frühzeitig im Rahmen der langen Vorlaufzeiten der Projekte bekannt ist, da jeder Park individuell und an den Standort angepasst projektiert wird und somit eine kurzfristige Standortänderung nicht möglich ist.

Dabei gilt zu beachten, dass Windenergieanlagen hinsichtlich der Standortwahl und der Steuerungsmöglichkeiten begrenzt sind. Flächenausweisungen, das Referenzertragsmodell und gesetzliche Vorgaben wie das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) sind maßgeblich für die Standortentscheidungen. Zusätzliche Steuerungsinstrumente könnten mit den Flächenzielen kollidieren. Der Ausbau an windschwächeren Standorten ermöglicht eine bessere deutschlandweite Verteilung der installierten Leistung, reduziert Transportaufwand, Ausgleichskosten und Netzausbau auf Höchstspannungsebene. Insgesamt zeigt sich, dass der Windenergiezubau bereits durch bestehende Mechanismen gesteuert wird, sodass weitere steuernde Effekte durch BKZ nur bedingt möglich sind.

Um einen Überblick über die potenziellen Auswirkungen im Falle der Einführung von Erzeuger-Baukostenzuschüssen zu gewinnen, haben wir entsprechende Berechnungen durchgeführt. Da bislang keine konkreten Angaben zur Höhe des BKZ vorliegen, wurden zur Modellierung Werte von 25.000 €/MW, 50.000 €/MW sowie 75.000 €/MW (bezogen auf die Anschlussleistung) zugrunde gelegt. Diese Kosten wurden sowohl für eine einmalige Vorauszahlung als auch für eine über zehn Jahre gestreckte jährliche Zahlung in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen.

Für beide Varianten (Einmalzahlung/jährliche Zahlung über zehn Jahre) wird angenommen, dass die Höhe des BKZ nahezu in der gleichen Höhe auf das absolute Eigenkapital addiert werden müsste. Bei einem Projekt von 30 MW hätte dies folgende Mehrkosten für die absoluten Eigenkapitalwerte zur Konsequenz:

Höhe des BKZ in €/MW Anschlussleistung	Mehrkosten für Eigenkapital in %p€
25.000	8
50.000	16
75.000	24

Es würde sich somit im Falle der Einführung von Erzeuger-Baukostenzuschüssen ein erheblicher Mehrbedarf an Eigenkapital ergeben.

Darüber hinaus würden sich unseren Modellierungen zufolge folgende weitere Änderungen im Falle der beiden Varianten (Einmalzahlung/jährliche Zahlung über zehn Jahre) ergeben:

	Angenommene BKZ-Kosten	**Δ Stromgestehungs-kosten**	**Vergleich Renditereduzierung**
Einmalzahlung-Zahlung des BKZ	25.000 €/MW	+ 0,83 €/MWh	[redacted]
	50.000 €/MW	+ 1,65 €/MWh	
	75.000 €/MW	+ 2,47 €/MWh	
Jährliche Zahlung des BKZ über einen Zeitraum von zehn Jahren	25.000 €/MW (10x2.500 €/MW)	+ 0,55 €/MWh	Vergleichbare Renditereduzierung wie bei einmaliger Vorabzahlung
	50.000 €/MW (10x5.000 €/MW)	+ 1,10 €/MWh	~ 33 Prozent weniger Renditereduzierung als bei einmaliger Vorabzahlung
	75.000 €/MW (10x7.500 €/MW)	+ 1,66 €/MWh	25 Prozent weniger Renditereduzierung als bei einmaliger Vorabzahlung

Ableitend aus den Berechnungen wird also deutlich, dass sich ein jährlich abzuzahlender Baukostenzuschuss insgesamt weniger auf die Stromgestehungskosten auswirken würde als eine einmalige Vorab-Zahlung. Die Berechnungen mit den zugrunde gelegten Kosten von jeweils 25.000, 50.000 und 75.000 €/MW-Anschlussleistung haben jeweils ergeben, dass die zusätzlichen Stromgestehungskosten pro MW bei einer einmaligen Zahlung um rund 50 Prozent höher wären als bei einer Zahlung über zehn Jahre.

Weiterhin zeigen die Berechnungen auf Grundlage der hier angenommen BKZ-Höhen, dass eine jährliche Abzahlung eine bis zu 33 Prozent geringere Rendite-Reduzierung zur Folge hätte als eine einmalige Vorab-Zahlung.

Die hier durchgeführten Berechnungen zeigen, dass ein über zehn Jahre jährlich zu zahlender BKZ sowohl aus unternehmerischer als auch aus systemischer und Verbraucher-Sicht vorteilhafter wäre als eine einmalige Vorauszahlung. Durch die jährlichen Zahlungen würde die Renditereduzierung geringer ausfallen und die Stromgestehungskosten wären niedriger. Während einmalige Vorauszahlungen zwar kurzfristig die Netzentgelte stärker senken könnten, würde die gestreckte Zahlung eine langfristige Stabilität des Energiepreisniveaus fördern. Dies ist besonders relevant für Investitionen in größere Industrieprojekte, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, die auf verlässliche langfristige Strom- und Energiepreiserwartungen angewiesen sind.

Wir würden daher im Falle der Einführung von Erzeuger-Baukostenzuschüssen für die jährliche Zahlung des BKZ plädieren, um hier die unternehmerischen und systemischen Vorteile auszuschöpfen.

Im Orientierungspunktepapier trifft die BNetzA zu Co-Location-Projekten bislang lediglich die Aussage, dass „flexible Netzanschlussregelungen (FCA) für Einspeiser […] die Bewertung bei BKZ beeinflussen (können)." Angesichts der besonderen Systemdienlichkeit von Überbauungs- und Co-Location-Projekten sprechen wir uns dafür aus, diese von Baukostenzuschüssen auszunehmen. Diese ermöglichen geglättete Einspeiseprofile und eine stabilere Produktion und unterstützen zudem die Erbringung von Systemdienstleistungen. Weiterhin verursachen sie in der Regel keine weiteren Anschlusskosten für Netzbetreiber oder die Volkswirtschaft und tragen darüber hinaus zur besseren Auslastung bestehender Infrastruktur bei.

5. Vorgeschlagene Einführung von Netzentgeltkomponenten für Erzeuger

Die Bundesnetzagentur diskutiert neben der Einführung von Erzeuger-BKZ insbesondere die Einführung von zwei möglichen Netzentgeltkomponenten, die jeweils primär der Erfüllung der Finanzierungs- (Kapazitätspreise) bzw. der Anreizfunktion (Dynamische Arbeitspreise) dienen sollen. Die potenzielle Einführung dieser Komponenten wird im Folgenden diskutiert:

a) Kapazitätspreise

Um die Erzeuger künftig an der Finanzierung der Netzkosten zu beteiligen (Finanzierungsfunktion) diskutiert die BNetzA die Einführung von Kapazitätspreisen (KP). Dieser KP würde sich entsprechend der Vorschläge der Behörde an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientieren (in €/kW/Jahr). Im Orientierungspapier verweist die Behörde auf ein einfaches Rechenbeispiel, aus dem ein möglicher Preiskorridor von 4 bis 7 €/kW/Jahr hervorgeht. An dieser Stelle sei jedoch bereits darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um ein Rechenbeispiel handelt, das auf Plankosten für das laufende Jahr 2026 basiert und zum jetzigen Zeitpunkt keine verlässlichen Angaben darüber trifft, in welcher Höhe ein Einspeiser-KP tatsächlich zu erwarten wäre.

Insgesamt bewertet Alterric die Einführung eines KP kritisch und lehnt diese ab. Zwar wäre ein KP grundsätzlich planbarer als beispielsweise ein dynamischer Arbeitspreis, jedoch würden die jährlichen Schwankungen weiterhin zu finanziellen Unsicherheiten führen.

Zudem würde ein KP insbesondere Windenergieanlagen in Süddeutschland benachteiligen, da er unabhängig von den tatsächlich erreichten Volllaststunden erhoben wird. Aufgrund der standortbedingten geringeren Volllaststunden im Süden müssten Anlagen bei gleicher Anschlusskapazität denselben Preis zahlen wie Anlagen in windstärkeren Regionen, was einer wirtschaftlichen Benachteiligung gleichkäme. Dies würde dem Ziel eines verstärkten Ausbaus der Windenergie in Süddeutschland entgegenwirken.

Um weiterhin die möglichen Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit und für die Stromgestehungskosten im Falle der Einführung eines Einspeiser-KP aufzuzeigen, haben wir auch hierfür Berechnungen durchgeführt.

Auch im Rahmen der Einführung von KP würde der finanzielle Mehraufwand erwartbar in gleicher Höhe den Bedarf an Eigenkapital steigern. Im Folgenden wird der potenzielle Mehrbedarf an Eigenkapital für ein Projekt von 30 MW dargestellt:

Höhe des KP in €/MW/Jahr	Mehrkosten für Eigenkapital in %p
4.000 (4€/kW/Jahr)	13
7.000 (7€/kW/Jahr)	22

Darüber hinaus würden sich unseren Modellierungen zufolge im Falle der Einführung eines Einspeise-KP folgende Auswirkungen ergeben:

Kapazitätspreis in €/MW/Jahr	Δ Stromgestehungskosten	Δ Renditereduzierung
4.000	+ 1,43 €/MW	~ 67 % geringer als bei 7.000 €/MW/Jahr
7.000	+ 2,50 €/MW	

So würden die Stromgestehungskosten bei einem im Orientierungspapier am oberen Ende des Benchmarks angenommenen KP von 7 €/kW/Jahr (7.000 MW/Jahr) um etwa 75 Prozent stärker als bei einem am niedrigen Ende desü Benchmarks angenommenen KP von 4 €/kW/Jahr (4.000 €/MW/Jahr) steigen. Gleichzeitig würde der Renditeverlust bei einem KP von 4 €/kW/Jahr rund 67 Prozent geringer aus als bei einem KP 7 €/kW/Jahr. Dies verdeutlicht die erheblichen Auswirkungen, die ein über die Jahre schwankender KP auf die Wirtschaftlichkeit und Kostenstruktur haben kann.

Aufgrund der Volatilität und der geringen Prognosesicherheit hinsichtlich der möglichen Ausprägungen des KP über die Laufzeit hinweg wären wir gezwungen, in der Wirtschaftlichkeitsberechnung einen Risikoaufschlag auf Basis einer Worst-Case-Annahme zu berücksichtigen. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit eines Projekts nicht durch steigende KP gefährdet wird. Auf Grundlage des im Orientierungspunkte dargestellten vereinfachten Rechenbeispiels würde dies eine Annahme von 7 €/kW/Jahr erfordern, was erhebliche Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten hätte. Diese Annahme würde jedoch primär der Absicherung von Betreibern und finanzierenden Banken dienen und dennoch zu eigentlich vermeidbaren volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen. Da die Entwicklung der Kapazitätspreise über eine Betriebsdauer von bis zu 25 Jahren nicht verlässlich absehbar ist und auch höhere Werte nicht ausgeschlossen werden können, könnte selbst diese konservative Annahme zusätzliche Risikoaufschläge erforderlich machen.

In der Folge würde sich dies nicht nur negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte auswirken, sondern aufgrund teurer werdender oder gar ausbleibender Projekte auch auf die Stromgestehungskosten.

Aus diesen Gründen sollte der Einspeise-KP weder für Bestands- noch für Neuanlagen eingeführt werden.

Sofern die BNetzA sich dennoch für die Einführung von Einspeiser-KP entscheiden sollte, spricht sich Alterric dafür aus, dass hier auf die vertraglich vereinbarte Kapazität des aggregierten Netzverknüpfungspunktes und nicht auf die vertraglich vereinbarte Kapazität der Einzelanlagen abgestellt wird, da diese die Dimensionierung des Netzanschlusses bzw. des Netzes insgesamt und damit den wesentlichen Netzkostenbestandteil bestimmt.

b) Dynamische Arbeitspreise

Alterric lehnt die Einführung dynamischer Einspeisenetzentgelten grundsätzlich ab!

Die angestrebte Anreizwirkung dynamischer Arbeitspreise kann von dargebotsabhängigen Erzeugern wie Wind- und Photovoltaikanlagen nur eingeschränkt erfüllt werden, da diese ihre Einspeisung nicht unmittelbar flexibel verschieben können. In der Folge würden sie ihre Stromproduktion bei bestimmten Preiskonstellation lediglich anpassen.

Zudem bergen dynamische Einspeiseentgelte das Risiko von Über- oder Unterreaktionen. Die geringe Prognosegüte bei der Vorhersage granularer Netzengpässe verstärkt diese Unsicherheit zusätzlich. Gleichzeitig ist unklar, wie stark Erzeuger tatsächlich auf Preissignale reagieren würden. Zwar könnten solche Entgelte weitere Anreize für die Kombination mit Speichern (Co-Location) setzen, dies ist jedoch nicht an jedem Standort umsetzbar und würde insbesondere Bestandsanlagen benachteiligen, bei denen eine Nachrüstung nicht wirtschaftlich oder technisch möglich ist. Es ist ebenfalls unklar, ob die Netzbetreiber zeitnahe in der Lage sein werden, für jeden NVP eine entsprechende Netzengpassprognose für alle 96-Viertelstunden des Folgetags abzugeben und in die Prozesse einzuspeisen. Zusätzlich stellt sich die Frage, welche Auswirkungen diese dynamischen Arbeitspreise auf den Prozess der Erstellung von Abrechnungen und Gutschriften haben werden.

Eine belastbare Quantifizierung der Auswirkungen auf Renditen und Stromgestehungskosten ist aufgrund der hohen Volatilität und fehlender Prognosemöglichkeiten derzeit nicht möglich. In der Praxis würde daher mit konservativen Worst-Case-Annahmen kalkuliert werden (z. B. 10 ct/kWh), um Finanzierungsrisiken abzusichern. 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. Banken würden entsprechend zusätzliche Risikopuffer einpreisen.

Sofern dies eine Erhöhung des anzulegenden Wertes zur Folge hätte, könnten die dadurch steigenden EEG-Förderkosten die Einsparungen durch vermiedene Engpassmanagementkosten übersteigen, was insgesamt zu einer volkswirtschaftlichen Verschlechterung führen würde.

Wir kritisieren zudem, dass die BNetzA für den Fall der Einführung von dynamischen Arbeitspreisen derzeit keine Differenzierung zwischen Bestands- und Neuanlagen vorsieht (siehe oben).

6. Fazit

In der Gesamtbetrachtung führen die von der BNetzA in ihrem Orientierungspunktepapier vorgeschlagenen Instrumente zu zusätzlichen Kosten, die sich unmittelbar auch in steigenden Stromgestehungskosten niederschlagen. Besonders die fehlende Abschätzbarkeit der Entgelte führt zu erheblichen Finanzierungsunsicherheiten, da insbesondere volatile und schwer prognostizierbare Entgeltkomponenten für Risikoaufschlägen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Projekte sorgen.

Das Ziel, Systemkosten zu reduzieren, ist grundsätzlich zu begrüßen. Gleichzeitig zeigen die vorliegenden Auswertungen, dass die durch die BNetzA vorgeschlagenen Instrumente aufgrund stärker steigender Stromgestehungskosten keine Entlastung für Verbraucher erwarten lassen, sondern vielmehr das Risiko volkswirtschaftlicher Ineffizienzen, unerwünschter Verteilungseffekte und zusätzlicher Belastungen für Verbraucher, Erzeuger und Staatshaushalt bergen. Vor diesem Hintergrund müssen die im AgNes-Prozess diskutierten Maßnahmen einer fundierten Kosten-Nutzen-Abwägung standhalten. Dabei sind insbesondere die Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien, potenzielle Marktverzerrungen sowie zusätzlicher bürokratischer Aufwand zu berücksichtigen.

Fragen der Bundesnetzagentur

- **Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierten Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von**

Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Je nach Ausbautempo der Erneuerbaren und Flexibilitäten sowie Stromnachfrage sind signifikante Auswirkungen auf die Strompreisbildung zu erwarten, wenn Erneuerbaren-Anlagen preissetzend werden und einem dynamischen Netzentgelt ausgesetzt sind. Dieses wird annahmegemäß immer dann hoch sein, wenn die Erneuerbaren preissetzend sind. Auch die Studie von frontier economics[1] zeigt, dass ein Kapazitätspreis zu einer Erhöhung der Stromimporte und Verlagerung des EE-Zubaus in das europäische Ausland führt.

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

Wie oben bereits ausgeführt, ist es aus Sicht von Alterric unabdingbar, bei der etwaigen Einführung von Netzentgelten für die Erzeuger zwischen Neu- und Bestandsanlagen zu differenzieren und auch für neue Projekte eine eindeutige Regelung zu schaffen, ab wann für ihre Planung neue Prämissen gelten werden. Hier braucht es klare Verhältnisse und konkrete Prämissen, da es andernfalls zu erheblichen Ausbaugefährdungen kommen könnte (s. oben). Bei den Entgeltkomponenten BKZ und Kapazitätspreis für Neubauprojekte, die keinen Einfluss auf die Gebote haben sollten, sollte eine unterschiedliche Behandlung von Bestands- und Neuprojekten möglich sein. Bei dynamischen Entgelten für Neubauprojekte wird dies wahrscheinlich zu komplexeren Herausforderungen führen, wenn neue und alte Parks über einen NVP einspeisen bzw. beide denselben Batteriespeicher zur Optimierung der Einspeisung nutzen, was angesichts des zwingend notwendigen Vertrauensschutzes zusätzlich dieses Instrument infrage stellt.

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

Wie oben dargestellt und mit beispielhaften Berechnungen aufgezeigt, hätte die Einführung von Kapazitätspreisen für Einspeiser erhebliche Renditeauswirkungen einerseits und auf das notwendige Eigenkapital andererseits.

Darüber hinaus haben die Berechnungen gezeigt, dass sich die Stromgestehungskosten je nach Höhe des Einspeiseentgeltes erheblich erhöhen, was sich in einer Anhebung der Gebotspreise bei den Auktionen der BNetzA widerspiegeln wird. Diese Anhebung führt über den Förderzeitraum von 20 Jahren aufgrund der „EEG-Förderung" durch den Bund zu einer entsprechend größeren Belastung des Bundeshaushalts. Demnach wäre ihre Einführung nicht nur vor dem Hintergrund der Wirtschaftlichkeit der Anlagen kritisch zu bewerten, sondern darüber hinaus aufgrund steigender Strompreise auch vor dem Hintergrund des Wirtschaftsstandorts Deutschland insgesamt.

Über Alterric:

Alterric trägt dazu bei, die Energiewende in unserem Land umzusetzen. Nur durch den konsequenten Ausbau von Wind- und Solarenergie stellen wir eine wettbewerbsfähige und

[1] Frontier economics (2026): Folgen der Einführung von Einspeiseentgelten im Deutschen Strommarkt. Kurzstudie im Auftrag der RWE AG.

klimaverträgliche Energieversorgung sicher. In Deutschland entwickeln wir an unseren 15 Standorten allein oder mit Partner:innen Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 10.000 Megawatt. Wir möchten unseren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und mit unseren ambitionierten Ausbauzielen eine neue Preisstabilität im Strommarkt sicherstellen.

Ihr Kontakt für Rückfragen:

[redacted]

www.alterric.com

Alterric Deutschland GmbH | Sitz: Holzweg 87, 26605 Aurich | Registergericht: Amtsgericht Aurich, HRB 203538 | Lobbyregister des Deutschen Bundestages: R003178

Geschäftsführung: Dr. Frank May, Dieter Aden, Holger Boxnick

Alterric Deutschland GmbH