Stellungnahme JUWI GmbH Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Ansprechpartner
Abteilungsleitung Public Affairs

[redacted]

26. März 2026

Die JUWI-Gruppe zählt seit nunmehr annähernd 30 Jahren zu den führenden Spezialisten für erneuerbare Energien und bietet die komplette Projektentwicklung sowie weitere Dienstleistungen rund um Planung, Bau und Betriebsführung von Wind- und Solarenergieprojekten sowie Hybridsystemen mit Speichern für industrielle Anwendungen.

Das Unternehmen gehört zur Mannheimer MVV Energie AG, einem der größten kommunalen Energieversorger Deutschlands. Bislang hat JUWI im Windbereich weltweit mehr als 1.250 Windenergie-Anlagen mit einer Leistung von rund 3.000 Megawatt an rund 250 Standorten realisiert; im Solarsegment sind es rund 2.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 3.850 Megawatt. Für die Realisierung der Energieprojekte hat JUWI insgesamt ein Investitionsvolumen von mehr als zehn Milliarden Euro initiiert.

JUWI GmbH
Energie-Allee 1
55286 Wörrstadt

[redacted]

info@juwi.de
www.juwi.de

Geschäftsführer:
Jost Backhaus (Vorsitz)
Christian Arnold
Stephan Hansen

Aufsichtsratsvorsitzender:
Dr. Hansjörg Roll

1. Zusammenfassung

Die von der Bundesnetzagentur diskutierte Neuausrichtung der Netzentgeltsystematik hat weitreichende Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien, die Investitionssicherheit und die volkswirtschaftliche Effizienz des Energiesystems. JUWI begrüßt das Ziel, Netzausbaukosten nachhaltig zu begrenzen und netzdienliche Anreize zu setzen. Gleichzeitig zeigen die vorliegenden Vorschläge zu Einspeisenetzentgelten erhebliche Risiken und strukturelle Fehlanreize, die den zügigen Ausbau erneuerbarer Energien verlangsamen, die Kosten zum Erreichen der Energie- und Klimaziele erhöhen und bestehende Investitionen gefährden würden. Daher lehnen wir die Einführung eines Einspeisenetzentgelts in jeder Form ab.

Kapazitätspreise mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser sind aus unserer Sicht kein geeignetes Instrument einer verursachergerechten Kostenverteilung. Sie erhöhen aufgrund ihrer mangelnden Planbarkeit über die gesamte Laufzeit die Finanzierungskosten für Projekte der erneuerbaren Energien, erzeugen regionale Fehlsteuerungen und führen letztlich zu einer reinen Kostenverschiebung der Netzkosten in das EEG-Konto und damit in den Steuerhaushalt. Eine Entlastung der Verbraucher entsteht dadurch gesamtgesehen nicht, gleichzeitig werden Industrieakteure, die von Netzentgelten bisher befreit sind, über höhere Stromkosten belastet. Wird an dem Ziel festgehalten, Einspeiser an der Netzfinanzierung zu beteiligen, kann ein regional und technologiespezifisch differenzierter **Baukostenzuschuss** (BKZ) eine Alternative zu Einspeisenetzentgelten darstellen. Ein BKZ kann sinnvoll wirken, sofern er moderat, transparent, einheitlich reguliert und langfristig planbar ausgestaltet wird. Ein solcher BKZ kann Allokationsanreize setzen, die zu einer gleichmäßigeren regionalen Verteilung des erneuerbaren Energien Ausbaus beitragen und Netzausbaukosten verringern. Er darf jedoch den Ausbau durch prohibitive Wirkungen nicht behindern, noch die nach WindBG ausgewiesenen Fläche der Länder entwerten.

Dynamische Netzentgelte für Einspeiser lehnen wir für Einspeiser entschieden ab. Sie erhöhen massiv die Investitions- und Finanzierungskosten, erzeugen erhebliche Marktverwerfungen, vergrößern den EEG-Förderbedarf und bieten gleichzeitig keine verlässliche Steuerungswirkung im Engpassmanagement. Präzise Engpassprognosen sind laut Übertragungsnetzbetreibern in der näheren Zukunft nicht realistisch, wodurch Fehlsteuerungen und zusätzliche Systemkosten unvermeidlich wären. Darüber hinaus bestehen für fluktuierende Einspeiser im Gegensatz zu Speichern kaum Möglichkeiten zur netzoptimierten Fahrweise im Betrieb (an/aus). Vor diesem Hintergrund würde die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Einspeiser den Ausbau von Wind an Land und Freiflächen-PV Anlagen drastisch verlangsamen.

Besonders kritisch bewerten wir die angedachte Einschränkung des **Vertrauensschutzes** für Bestandsanlagen. Jede rückwirkende Kostenbelastung würde einen erheblichen Bruch regulatorischer Zusagen darstellen und das Investitionsklima beim Ausbau erneuerbarer Energien nachhaltig beschädigen. Eine Einführung müsste klare Übergangsfristen beinhalteten werden, um Planbarkeit zu sichern und keinen Abbruch der Ausbaudynamik zu Risiken. Da wesentliche Fragen zur Höhe, Wirkung und Ausgestaltung möglicher Entgelte derzeit ungeklärt sind, ist eine rückwirkende Anwendung für Anlagen vor Inbetriebnahme 2029 zwingend auszuschließen.

Nur eine stabile, transparente und vorausschauende Regulierung schafft die notwendige Investitionssicherheit für den kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Energien. Fehlgestaltete Entgeltmechanismen würden hingegen Kosten erhöhen, Projekte verzögern und die Energiewende in Deutschland strukturell schwächen. Gleichzeitig sehen wir aktuell Interdependenzen mit anderen politischen Prozessen, bspw. dem Netzpaket des BMWE. Für verlässliche und attraktive Marktbedingungen ist es entscheidend, schnell Klarheit über die Zuständigkeiten und Zielsetzungen der beteiligten Akteure zu schaffen und Doppelstrukturen konsequent zu vermeiden. Die derzeitige Unübersichtlichkeit führt bereits zu Investitionszurückhaltung und bremst den Ausbau der erneuerbaren Energien unnötig aus.

2. Finanzierungsfunktion

Die Überlegung der BNetzA, Einspeiser an der Finanzierung der Netzentgelte zu beteiligen, erscheint auf den ersten Blick nachvollziehbar. Die Einführung von Entgelten mit Finanzierungsfunktion würde jedoch unerwünschte Nebeneffekte für die regionale Steuerung des Windkraftausbaus erzeugen (siehe Aufführungen zum Kapazitätspreis). Zudem würden die Kostenbeteiligung lediglich eine Verschiebung der Kosten in den Steuerhaushalt bedeuten. Gleichzeitig würde ein über die Jahre schwankender Kapazitätspreis die Kosten für Windkraft- und Solarprojekte schwer kalkulierbar machen und damit zu Risikoaufschlägen in der Finanzierung und damit in den EEG-Ausschreibungsgeboten führen, was die EEG-Umlage und den EE-Zubau unnötig verteuern würden. Aus diesen Gründen lehnen wir die Einführung eines Kapazitätspreises mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser entschieden ab.
Wird an dem Ziel festgehalten, Einspeiser an der Netzfinanzierung zu beteiligen, kann ein regional und technologiespezifisch differenzierter Baukostenzuschuss eine Alternative zu Einspeisenetzentgelten darstellen. Ein BKZ kann mit der richtigen Ausgestaltung sinnvolle Allokationsanreize setzen und so durch eine gezieltere Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien potenziell Netzausbaukosten reduzieren. Durch eine gleichmäßigere regionale Verteilung des EE-Ausbaus wäre daher voraussichtlich eine kostendämpfende Wirkung auf den Netzausbau zu erwarten. Allerdings sehen wir auch beim BKZ zusätzlichen Kosten, die über die EEG-Ausschreibungen an den Steuerhaushalt weitergegeben würden. Zu den Instrumenten der Finanzierungsfunktion im Einzelnen:

2.1 Finanzierungsfunktion - Kapazitätspreis

Ein über die Anlagenlaufzeit variabler Kapazitätspreis (jährliche Änderungen) erzeugt erhebliche Finanzierungsrisiken und führt damit zu Risikoaufschlägen bei der Projektfinanzierung. Für Banken würde die Kreditvergabe aufgrund der über die Laufzeit schwankenden Kapazitätskosten deutlich erschwert. Entsprechend wären erhöhte Risikoabschläge und höhere Eigenkapitalanforderungen die zu erwartende Folge. Dies würde die Finanzierungskosten für EE-Anlagen spürbar steigen lassen, ohne dass damit ein tatsächlicher Zusatznutzen verbunden wäre, da sich die zusätzlichen Kosten in den EEG Ausschreibungen widerspiegeln würden.

EEG-geförderte Anlagen würden die zusätzlichen Kosten im Rahmen der BNetzA-Ausschreibungen versuchen vollständig einzupreisen, sodass diese als Mehrbelastung im EEG-Konto

erscheinen. Um Planungs- und Finanzierungssicherheit zu gewährleisten, müssten die Gebote auf Basis eines maximal möglichen Kapazitätspreises kalkuliert werden, was die Belastung des EEG-Kontos weiter erhöht. Letztlich käme es zu einer Verschiebung von Netzentgelten in den Steuerhaushalt, plus zusätzlichen Kosten aufgrund von einem erhöhten Finanzierungsrisiko durch schwankende Kapazitätspreise. Den erhöhten Kosten aufgrund des Finanzierungsrisikos kann durch eine Festsetzung des Kapazitätspreises über die Laufzeit der Anlage entgegengewirkt werden. Der Aspekt, der der Kostenverschiebung bleibt jedoch auch dann weiterhin bestehen.
Bei einem bundesweit einheitlichen Kapazitätspreis würden sich zudem erhebliche Fehlanreize für Standortentscheidungen von Windkraftanlagen ergeben. Da das Referenzertragsmodell Ertragsminderungen von Standorten mit geringerer Windhöffigkeit nicht vollständig kompensiert, wirken pauschale kW-bezogene Netzentgelte an windschwachen Standorten deutlich stärker als an windstarken. Eine exemplarische Betrachtung einer 7-MW-Anlage zeigt dies deutlich: Bei einer Standortgüte von 57,4 % müssten bei einem angenommen Kapazitätspreis von 7 €/kW p.a. über das Gebot bei den EEG-Ausschreibungen 0,32 ct/kWh höher geboten werden, während es bei einem Standort mit 77,1 % nur 0,24 ct/kWh wären. Anlagen an windschwächeren Standorten würden damit systematisch in den bundesweiten Ausschreibungen benachteiligt. Dies würde das bestehende Nord-Süd-Gefälle im Windkraftausbau weiter verschärfen und der Zielsetzung eines netzorientierten, systemdienlichen EE-Ausbaus entgegenlaufen.

Auch für Freiflächen-Solaranlagen hätte ein bundesweit einheitlicher Kapazitätspreis spürbare Auswirkungen: Allein der Kapazitätspreis würde bei 7 €/kW p.a. zu Mehrkosten von rund 0,6 ct/kWh führen, die vollständig in die Gebote der EEG-Ausschreibungen einzupreisen wären. Viele der in der EEG-Ausschreibung des ersten Segments im Dezember 2025 abgegebenen Gebote würden damit bereits in die Nähe des zulässigen Höchstwerts rücken. Da die Ausschreibungsgebote heute bereits weitgehend kostenreflektiv sind, besteht kaum Spielraum, diese Zusatzkosten anderweitig zu kompensieren. Daher würde ein Kapazitätspreis zu einer relevanten Kostenbelastung des EEG-Kontos führen. Gleichzeitig zeigt der Vergleich der Freiflächen-PV und Wind an Land, dass ein technologieunspezifischer und bundesweit einheitlicher Kapazitätspreis sich sehr unterschiedlich auf die Technologien auswirkt.

Beispielrechnung Windkraft: Grundannahme: 7 MW WEA; 7 €/kW p.a. Kapazitätspreis (KP)

Bruttoertrag in MWh	16.000	17.500	19.000	20.500	22.000	23.500	25.000	26.500	28.000	29.500	31.000
Nettoertrag in MWh	14.080	15.400	16.720	18.040	19.360	20.680	22.000	23.320	24.640	25.960	27.280
Standortgüte	52,5%	57,4%	62,3%	67,3%	72,2%	77,1%	82,0%	87,0%	91,9%	96,8%	101,7%
Korrekturfaktor	1,51	1,45	1,39	1,32	1,26	1,19	1,14	1,09	1,05	1,02	0,98
Umgelegter KP in cent pro kWh	0,35	0,32	0,29	0,27	0,25	0,24	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18

Beispielrechnung Freiflächen-Solar: Grundannahme: 7 €/kW p.a. als Kapazitätspreis (KP)

Solar-Park	MW	KP/a	Stromproduktion kW/a	KP Kosten cent pro kWh
Beispielpark Bayern	78,5	549.500	82.817.500	0,66
Beispielpark RLP	10,8	75.600	12.300.000	0,61
Beispielpark Sachsen	40,9	286.300	43.538.880	0,66
Beispielpark MV	80	560.000	84.150.000	0,67

2.2. Finanzierungsfunktion - Baukostenzuschuss (BKZ)

Ein regional und technologisch differenzierter Baukostenzuschuss kann grundsätzlich eine sinnvolle Lenkungswirkung entfalten, da er Investitionen in Regionen mit geringerer Netzauslastung begünstigt und damit langfristig zur Reduktion von Netzausbaukosten beitragen kann. Jedoch ist auch beim BKZ von einer Kostenverschiebung der BKZ-Kosten über die EEG-Ausschreibungen in das EEG-Konto auszugehen.

In PV-dominierten Netzgebieten kann ein niedriger BKZ für Windenergie und Speicher die komplementäre Nutzung der Netzinfrastruktur unterstützen. Bei Überbauungsprojekten sollte eine BKZ-Reduktion als Maßstab gelten. Die Höhe des BKZ sollte sich immer nur auf die wirklich genutzte Kapazität am Netzverknüpfungspunkt beziehen und nicht auf die volle installierte Leistung, um Überbauung und Hybridprojekte (Solar + Wind + Speicher) weiterhin zu ermöglichen.

Ein transparentes und einfach handhabbares Berechnungsmodell ist unerlässlich, um die langfristigen Planungszeiträume von Projekten realistisch abzubilden. Ebenso müssen alle Vorgaben zum BKZ einheitlich und behördlich festgelegt werden, um eine konsistente, diskriminierungsfreie Anwendung sicherzustellen. Darüber hinaus sollte der BKZ erst nach Zuschlag und idealerweise erst bei Inbetriebnahme (auch bei PPA Anlagen) eines Projekts fällig werden, um unnötige Vorfinanzierungsrisiken zu vermeiden. Projekte, die keinen Zuschlag bei den EEG-Ausschreibungen erhalten, werden in der Regel nicht realisiert. Daher wäre ein BKZ der vorher zu zahlen ist eine unverhältnismäßige Kostenbelastung der Projektierer und würde zu Zusatzaufwand bei möglichen Rückerstattungen führen. Ergänzend sollten Ratenzahlungsmodelle ermöglicht werden, um Liquiditätsengpässe bei Projektieren zu vermeiden.

Wird an dem Ziel festgehalten, Einspeiser an der Netzfinanzierung zu beteiligen, kann ein regional und technologiespezifisch differenzierter Baukostenzuschuss eine Alternative zu Einspeisenetzentgelten darstellen. Im Falle, dass ein BKZ eingeführt würde, befürworten wir einen moderaten, transparenten und differenzierten BKZ als mögliches Steuerungsinstrument, allerdings nur unter der Voraussetzung, dass eine systemdienliche Reduktionsmöglichkeit für Überbauungsprojekte berücksichtigt wird, die Fälligkeit projektfreundlich ausgestaltet ist und Fehlanreize durch überhöhte BKZ konsequent ausgeschlossen werden. Ein BKZ kann sinnvoll steuern, darf den Ausbau Erneuerbarer Energien jedoch in keinem Fall behindern.

3. Anreizfunktion - Dynamische Einspeisenetzentgelte

Wir lehnen die Einführung dynamischer Netzentgelte für die Einspeisung klar ab. Für EE-Anlagen verschärfen dynamische Netzentgelte die Unsicherheit über die tatsächliche Nettobelastung eines Projekts erheblich. Da dargebotsabhängige Erzeuger nur begrenzt flexibel reagieren können (an-aus), erhöhen dynamische Entgelte das Finanzierungsrisiko. Im Ergebnis steigt der EEG-Förderbedarf, da die geringere Stromproduktion und erhöhte Risikoprämien in die Ausschreibungsgebote einfließen. Statt Entlastung würde das System höhere Kosten für den Staat generieren.

Ein dynamisches Einspeiseentgelt erreicht die erwartete Steuerungswirkung nicht zuverlässig:

Dynamische Entgelte können zu Fehlsteuerungen im grenzüberschreitenden Stromhandel führen, wenn etwa Anlagen im Ausland günstiger einspeisen als deutsche Anlagen vor einem Engpass.

Es ist bereits durch Äußerungen der Übertragungsnetzbetreiber bereits deutlich geworden, dass präzise Engpassprognosen vor Day-Ahead-Marktschluss in einem zunehmend fluktuierenden Stromsystem kaum möglich sind. Prognosefehler würden, entweder Überreaktionen auslösen (zu viel Abregelung, unnötige Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke), oder Unterreaktionen hervorrufen (Engpässe und Redispatch-Kosten bleiben bestehen). In beiden Fällen ist die Maßnahme volkswirtschaftlich wie energiepolitisch ineffizient.

Eine Erhöhung der Fremdkapitalzinsen um 1 Prozentpunkt erhöht die Stromgestehungskosten typischer EE-Anlagen bereits um rund 5 %. Zusätzliche Risikoprämien in den Fremdkapitalzinsen aufgrund der Unsicherheit durch dynamische Netzentgelte wirken sich daher massiv aus.

Die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte würde den Ausbau der erneuerbaren Energien erheblich erschweren und gleichzeitig das Engpassmanagement nicht verlässlich verbessern. Wir sprechen uns daher klar gegen dynamische Netzentgelte aus und plädieren für den konsequenten Ausbau und die Weiterentwicklung des bestehenden Redispatch-Systems sowie für netzdienliche Anreizinstrumente, die Investitionssicherheit und Systemeffizienz gleichermaßen gewährleisten. Das Instrument der dynamischen Netzentgelte für Einspeiser hat das Potenzial den EE-Ausbau für die nächsten Jahre auszubremsen.

Vertrauensschutz

Die Aussagen der BNetzA zur Einschränkung des Vertrauensschutzes von Bestandsanlagen und gleichzeitig die Kommunikation von möglichen frühen Anwendungszeitpunkten möglicher neuer Regelungen sehen wir sehr kritisch. Bestehende EEG-Anlagen wurden unter klar definierten regulatorischen Bedingungen errichtet einschließlich der expliziten Regel, dass keine Netzentgelte auf Einspeisungen erhoben werden. Eine nachträgliche Einführung dynamischer Netzentgelte würde die Wirtschaftlichkeit und Liquidität dieser Anlagen unmittelbar gefährden und käme einem massiven Regelbruch zulasten der Investoren gleich. Ein solcher Eingriff würde das Vertrauen in die deutsche Energiepolitik nachhaltig beschädigen, die Investitionsbereitschaft mindern und die Kosten für neue Projekte erheblich steigern. Jede Änderung des Netzentgeltsystems darf ausschließlich für Neuanlagen inkl. eines ausrechend langen Übergangszeitraums gelten. Rückwirkende Belastungen sind nicht akzeptabel und gehen mit entsprechendem Vertrauensverlust einher.

Die kommenden EEG-Ausschreibungen 2026 sowie Auktionen im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes benötigen klare, belastbare Rahmenbedingungen. Jede zusätzliche Unsicherheit insbesondere in Form eines potenziellen dynamischen Entgelts oder schwankenden Kapazitätspreisen erhöhen die Gebote und riskiert ein Ausbleiben der Realisierung von Wind, Solar und Speicherprojekten. Projekte, die bereits genehmigt sind und damit in der Entwicklung weit vorangetrieben, werden ohne Not ausgebremst. Für den zügigen und

kosteneffizienten Zubau erneuerbarer Energien ist Regulatorik mit Planungshorizont notwendig, keine nachträglichen Systembrüche.

Bis zum Inkrafttreten einer neuen Netzentgeltsystematik 2029 besteht keinerlei Planungssicherheit hinsichtlich der Höhe eines möglichen dynamischen Entgelts, seiner regionalen und zeitlichen Wirkungsmechanismen, seiner Volatilität sowie der konkreten Übergangsregelungen. Vor diesem Hintergrund fordern wir einen uneingeschränkten Vertrauensschutz für Bestandsanlagen sowie die Anwendung der neuen Systematik ausschließlich auf Neuanlagen, ergänzt um hinreichend bemessene Übergangsfristen.

4. Beantwortung der Fragen der BNetzA:

Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?
JUWI bewertet den Kapazitätspreis insgesamt als ungeeignetes und volkswirtschaftlich nachteiliges Instrument: Er erhöht die Fixkosten der Projekte, verschlechtert die Bankability durch zusätzliche Unsicherheiten, wodurch sich Förderbedarf und Stromgestehungskosten erhöhen, ohne einen gesamtwirtschaftlichen Mehrwert zu generieren (Kostenverschiebung). Eine Anrechnung solcher Kosten in einer dynamischen Anreizkomponente lehnen wir ebenso ab, da die notwendige Prognosegüte und Kostenreflexivität in der Praxis nicht gegeben sind und die Preissignale Fehlreaktionen provozieren.

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? In einem System mit zunehmender EE-Einspeisung und niedrigen Grenzkosten würden Einspeiseentgelte ob dynamisch oder kapazitätsbasiert preiserhöhend wirken. Solche Kosten müssten zukünftig auch in die Grenzkosten der EE-Einspeisung einfließen und verteuern daher die Marktpreise. Insgesamt wäre die Folge ein höhtes Preisniveau.

Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert? Ja, Stromexporte werden verteuert. Einspeiseentgelte wirken kostensteigernd für die Anlagenbetreiber. Dadurch werden inländische Anlagen ggü. Anlagen in Ländern ohne oder mit nur geringen Einspeiseentgelten benachteiligt, was Auswirkungen auf Stromimporte haben kann.

Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln? Es ist zwingend erforderlich, neue Anlagen anders zu behandeln als Bestandsanlagen. Bestandsanlagen wurden unter der klaren Erwartung errichtet und finanziert, keine Einspeisenetzentgelte entrichten zu müssen, eine nachträgliche Belastung würde eine massive Verletzung regulatorischer Zusagen darstellen, die Wirtschaftlichkeit untergraben und das Investitionsklima nachhaltig beschädigen. Der Vertrauensschutz muss über die EEG-Förderdauer hinaus gelten, da viele Projekte explizit auf längere Betriebszeiträume ausgelegt sind. Neue

Regelungen dürfen daher ausschließlich für Neuanlagen gelten und brauchen klare, genügend lange Übergangsfristen.

Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten? Für Neuanlagen führt die höhere Unsicherheit zu konservativeren Finanzierungsannahmen und damit zu einer Verteuerung des Ausbaus. Gleichzeitig hätte ein deutschlandweit einheitlicher Kapazitätspreis negative Auswirkungen auf Anlagen an windschwächeren Standorten. Sie würden systematisch in den bundesweiten Ausschreibungen benachteiligt. Dies würde das bestehende Nord-Süd-Gefälle im Windkraftausbau weiter verschärfen und der Zielsetzung eines netzorientierten, systemdienlichen EE-Ausbaus entgegenlaufen.

Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen? Wir sehen ein dynamisches Netzentgelt nicht als passgenaues Instrument zur Engpassvermeidung an. Dargebotsabhängige Einspeiser wie Wind- und Solaranlagen verfügen nur über sehr eingeschränkte Reaktionsmöglichkeiten auf Preissignale, da sie faktisch lediglich zwischen Einspeisung und Abregelung unterscheiden können. Dadurch entsteht keine feinsteuerbare und verlässliche Reaktion, die Engpässe tatsächlich vermeiden würde. Gleichzeitig sind die notwendigen Prognosen zur Berechnung dynamischer Entgelte laut Übertragungsnetzbetreibern nicht in ausreichender Qualität verfügbar. Darauf basierende Preissignale würden zwangsläufig Fehlanreize setzen, die zu Überreaktionen oder Unterreaktionen führen.

Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können? Nein, wir sprechen uns klar dagegen aus, Engpassmanagementkosten zur Bildung eines dynamischen Anreizentgelts zu verwenden. Engpassmanagementkosten schwanken stark und sind selbst für Netzbetreiber nur schwer prognostizierbar. Sie eignen sich daher nicht als verlässlicher ökonomischer Hebel, um marktbasierte Engpassvermeidung zu erzielen. Zudem zeigt ein Blick auf andere EU-Staaten, dass Einspeiseentgelte dort eine nur marginale Rolle bei der Netzfinanzierung spielen. Die Verknüpfung mit Engpasskosten hätte für den deutschen Markt ein hohes Risiko von Standortnachteilen und Wettbewerbsverzerrungen.

Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden? Ein dynamisches Einspeiseentgelt kann nicht so ausgestaltet werden, dass es in einer Lernphase die Vermarktung nicht beeinträchtigt und gleichzeitig eine wirksame Anreizfunktion erfüllt. Bereits geringe Schwankungen führen zu höheren Risikoaufschlägen bei der Finanzierung und damit zu höheren Geboten in EEG-Ausschreibungen. Das gilt auch für Anlagen, die nicht EEG-gefördert sind, da volatile Kostenbestandteile in jedem Fall die Ertragsberechnung und damit die Finanzierung belasten. Da die Finanzierungsmodelle der Branche auf mehrere Jahre ausgelegt sind, kann eine „Lernphase“ von wenigen Jahren keine Planungssicherheit bieten. Jede Einführung dynamischer Entgelte, selbst in geringer Höhe, würde unmittelbar marktwirksam und bremsend auf den Ausbau Erneuerbarer Energien wirken.

Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist? Wir halten einen Start 2029 für technisch, regulatorisch und finanziell unrealistisch. Es fehlen grundlegende Vorarbeiten, unter anderem eine verlässliche Zonierung, eine flächendeckende Netzdigitalisierung, klare Begriffsdefinitionen, einheitliche Prognosestandards sowie die Harmonisierung mit anderen Prozessen wie Redispatch, Claw-back im EEG und dem Netzpaket der Bundesregierung.

Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen? Die bestehenden Redispatchprozesse sind das präzisere und effizientere Instrument zur Engpasssteuerung. Redispatch-Eingriffe erfolgen anlagenscharf und physikalisch begründet, während dynamische Netzentgelte nur zonale Durchschnittssignale senden, die die tatsächliche Engpasssituation nicht abbilden können.

Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden? Die von der BNetzA erwogene Einteilung Deutschlands in große Netzzonen etwa 22 Zonen nach WAPP-Logik, ist viel zu grob, um präzise Engpasssignale zu senden. Sie würde stattdessen Fehlanreize erzeugen, weil innerhalb einer Zone viele unterschiedliche Netzsituationen bestehen. Darüber hinaus sind Standortentscheidungen für Wind- und PV-Projekte bereits durch Flächenausweisung, Flächenverfügbarkeiten, Standortgüte stark vorgegeben. Zusätzliche regionale Preissignale würden diese bestehenden Mechanismen verzerren und teilweise sogar konterkarieren. Außerdem ist eine Unterscheidung zwischen den Technologien Wind, PV und Speicher erforderlich.

Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig: Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte? Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständige Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte? Weder Option 1 (hohe, starke Preissignale) noch Option 2 (gering ausgeprägte Signale in einer Lernphase) halten wir für sinnvoll. Option 1 würde das Risiko massiver Marktverwerfungen in Form von Überreaktionen, Fehlabregelungen, erhöhten Finanzierungskosten und steigenden Geboten in EEG-Ausschreibungen erzeugen. Option 2 wäre zwar weniger risikoreich, hätte jedoch auch relevante Verunsicherungswirkungen auf den Markt. Die Investitionsrisiken blieben auch bei Option2 bestehen bleiben, da auch geringe dynamische Entgelte zu Unsicherheiten in der Wirtschaftlichkeitskalkulation führen.