

ENERPARC AG • Kirchenpauerstraße 26 • D-20457 Hamburg

Bundesnetzagentur
- Große Beschlusskammer Energie -
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Ihr Ansprechpartner:



Per E-Mail an: gbk@bnetza.de

Hamburg, 27.03.2026

**Verfahren zur
Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3];
hier:
Stellungnahme zum Expertenworkshop vom 20.02.2026 (Einspeisenentgelte)**

Sehr geehrte Frau Vizepräsidentin Haller,
sehr geehrter Herr Zerres,
sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken der Bundesnetzagentur für die Möglichkeit, im Rahmen des Expertenworkshops am 20.02.2026 unsere Perspektive als bundesweit tätiger Projektierer, Betreiber und Vermarkter von Photovoltaik-Freiflächenanlagen einzubringen. In unserem Impulsvortrag haben wir insbesondere die Bedeutung verlässlicher wirtschaftlicher Planungssicherheit bei der Umsetzung einer neuen Netzentgeltsystematik hervorgehoben. Mit dieser Stellungnahme möchten wir unsere Einschätzung vertiefen und die wirtschaftlichen Implikationen, die sich aus den im Orientierungspapier zur Diskussion gestellten Maßnahmen ergeben, noch einmal dezidiert darlegen.

A. Einspeiseentgelte als zusätzliche Belastung in schwierigem Marktumfeld

Bereits heute operieren PV-Freiflächenprojekte in einem herausfordernden Marktumfeld: Der Zubau steht unter dem Eindruck zunehmender regulatorischer Unsicherheiten (Netzanschlusspaket 2026, EEG für 2027, Landesbeteiligungsgesetze), sinkender Marktwerte und eines stark eingebrochenen PPA-Markts, während gleichzeitig negative Strompreise an Häufigkeit und Dauer gewinnen. Diese Entwicklungen haben bereits eine deutliche Verringerung der Margen nach sich gezogen und setzen die Finanzierungsbasis weiter unter immensen Druck. Im Rahmen unseres Impulsvortrags haben wir darauf hingewiesen, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen in ihren frühen Betriebsjahren rund 97 Prozent der erzielten Erträge zur Deckung laufender Kosten wie Schuldendienst, Wartung, Pacht, Direktvermarktung und übrigen Betriebsausgaben benötigen, sodass nur ein minimaler Spielraum für zusätzliche finanzielle Belastungen besteht.

ENERPARC AG

Vorstand:
Christoph Koeppen
Frank Müllejans
Stefan Müller

**Vorsitzender des
Aufsichtsrats:**
Dr. Andreas Tietmann

Handelsregister:
Amtsgericht Hamburg
HRB 112789

Umsatzsteuer Ident-Nr.:
DE 26 2727 420

Adresse:
Kirchenpauerstraße 26
D-20457 Hamburg

Tel.: +49 (0) 40-7566449-0
Fax: +49 (0) 40-7566449-65

mail@enerparc.com
<https://www.enerparc.de>

Die geplante Einführung von Einspeiseentgelten – unabhängig von ihrer konkreten Ausgestaltung – bedeutet vor diesem Hintergrund eine zusätzliche Belastung, die die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Freiflächenanlagen durch zusätzliche Fixkostenbestandteile strukturell überfordert und gleichzeitig die Finanzierbarkeit dieser Projekte massiv gefährdet. Sowohl zusätzliche Fixkosten als auch – im Falle dynamischer Entgelte – nicht verlässlich prognostizierbare Mittelabflüsse führen dazu, dass Finanzierer in ihren Modellen den „worst case“ ansetzen und Projekte nicht oder nur noch zu deutlich verschlechterten Konditionen finanzieren können. Wir hatten diesen Mechanismus bereits in unserem Impulsvortrag angesprochen; Banken bewerten unbestimmte oder volatile Einflussgrößen nicht als Chancen, sondern als Risiken und reagieren hierauf regelmäßig mit pauschalen Risikoaufschlägen oder einer vollständigen Finanzierungsablehnung. Die Kombination aus steigenden Fixkosten, potenziell jährlichen Neuberechnungen und zusätzlichen dynamischen Abflüssen führt dazu, dass die Finanzierung vieler Projekte – sowohl bereits geplanter als auch im Bau oder in der frühen Realisierung befindlicher Anlagen – entweder nur mit erheblichen Mehrkosten möglich wäre oder vollständig scheitern würde. Die im Orientierungspapier dargestellten Entgeltkomponenten würden damit nicht nur die Wirtschaftlichkeit künftiger Projekte beeinträchtigen, sondern auch einen spürbaren Zubaurückgang verursachen.

Hinsichtlich der Teilnahme an EEG-Ausschreibungen gehen wir nach umfangreichen Markterfahrungen davon aus, dass eine „Einpreisung“ möglicher zusätzlicher Belastungen durch Netzentgelte im Rahmen der EEG-Ausschreibung wahrscheinlich nicht stattfinden würde: Gebote werden üblicherweise angesichts der Markterwartungen für das Gebotsverhalten der anderen Teilnehmer bepreist. Aus Erfahrung mit in der Vergangenheit eingeführten zusätzlichen wirtschaftlichen Belastungen wissen wir, dass dies die Erwartungen für das Gebotsverhalten der anderen Teilnehmer nur marginal beeinflusst. Dies zeigte sich beispielsweise bei der schrittweisen Einführung von Zahlungspflichten an Gemeinden und Anwohner durch Landesgesetze wie z.B. das Niedersächsische Gesetz über die Beteiligung von Kommunen und Bevölkerung am wirtschaftlichen Überschuss von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (NWind-PVBetG v. 17. April 2024; Nds. GVBl. 2024 Nr. 31-VORIS 28010). Wir rechnen daher im Gegenteil damit, dass sich die Gebotshöhen kaum verändert würden. Anschließend würde dann aber voraussichtlich die Realisierung der durch Netzentgelte zusätzlich wirtschaftlich belasteten Projekte ungeplant erschwert oder sogar unmöglich.

Aus diesen Gründen sehen wir die geplante Integration von Einspeisern in die künftige Netzentgeltsystematik grundsätzlich sehr kritisch. Sollte die Bundesnetzagentur die Einführung von Einspeiseentgelten als unverzichtbar erachten, müssen Investitionsrealitäten und Finanzierungslogiken zwingend Beachtung finden. Ohne verbindliche klar definierte Übergangsregeln und eine Begrenzung der wirtschaftlichen Belastung durch die Einspeiseentgelte besteht das Risiko, dass dann ein erheblicher Teil des geplanten EE-Ausbaus in Deutschland nicht realisiert werden würde.

B. Vertrauensschutz / Übergangsphase

Aus Sicht der Branche ist es daher unerlässlich, dass die Bundesnetzagentur ihre Überlegungen zum Vertrauensschutz und zu den Übergangsfragen bei der Einführung von Einspeiseentgelten wirtschaftlich sensibel ausformuliert. Die Fragestellung hat erhebliche Bedeutung für den weiteren Zubau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen: Allein die ENERPARC AG plant im laufenden Jahr die Errichtung von

Projekten im Umfang von über 1.500 MW in Deutschland für den Eigenbestand, was angesichts des Vorjahresniveaus mehr als 15 % des gesamten deutschen Zubaus an Freiflächen-Photovoltaikanlagen entsprechen würde.

Der größere Teil dieser Planungen soll zusammen mit einem Batteriespeicher realisiert werden, für den verbleibenden Teil dieser Projekte bieten die örtlichen Gegebenheiten jedoch keine Möglichkeit zur Errichtung eines Batteriespeichers. Für diese Projektgruppe stellt sich daher besonders scharf die Frage, inwieweit deren Realisierung durch die Einführung von Einspeisenentgelten erschwert würde.

Ungeachtet möglicher rechtlicher Bewertungen sind dafür aus unserer Sicht die folgenden wirtschaftlichen Gesichtspunkte maßgeblich:

I. Vertrauensschutz bei Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion

ENERPARC hält es für einen notwendigen Schritt, dass die Bundesnetzagentur denjenigen Projekten, die bereits an staatlich organisierten Auktionsverfahren teilgenommen haben, besondere Schutzwürdigkeit gegenüber zukünftigen Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion zuerkennt. Die Vorüberlegungen der Bundesnetzagentur zu möglichen zusätzlichen Netzentgelten wurden bei der Gebotsabgabe für diese Projekte nicht kalkulatorisch berücksichtigt, so dass die Abgabe des Gebots damit faktisch als „Point of no Return“ wirkt.

Diese Berücksichtigung des „Point of no Return“ ist aus unserer Sicht für alle Projekte generell erforderlich.

Dabei ist es insbesondere bei Bestandsanlagen bzw. Anlagen mit bereits abgegebenem (und ggf. bezuschlagtem) EEG-Gebot zwingend geboten, Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion nicht anzuwenden. Andernfalls würden nachträglich zusätzliche, im Auktionspreis nicht berücksichtigte Mittelabflüsse entstehen, durch die sich die betriebswirtschaftlichen Grundlagen der Projekte erheblich verschlechtern würden und damit absehbar ihre bereits vertraglich fixierten Finanzierungsstrukturen in Schieflage gerieten.

Bei denjenigen Projekten, die erst noch in zukünftige Ausschreibungen eingebracht werden sollen, müssen die Notwendigkeiten der Praxis genau beachtet werden, um nicht ungewollt entweder Projekte übermäßig zu begünstigen oder faktisch von der Revision auszuschließen. In ihrem Orientierungspapier thematisiert die Bundesnetzagentur daher zu Recht, ab wann für diese Projekte ein „Point of no Return“ angenommen werden sollte. Dies hänge davon ab, ab welchem Zeitpunkt hinreichende Indizien dafür gewonnen werden könnten, dass Bietende die bevorstehende Entgeltspflichtigkeit der Netznutzung bereits in ihre Gebote eingepreist haben. Als mögliche Referenzzeitpunkte nennt die Bundesnetzagentur (i) die Veröffentlichung ihres Orientierungspapiers zu den Entgelten, (ii) die Veröffentlichung ihres Beschlussentwurfs oder (iii) die Veröffentlichung ihrer finalen Festlegung. Eine sachgerechte Regelung müsse vermeiden, dass Bietende den Vorteil einer Netzentgeltbefreiung nutzen können, während das Gebotsniveau bereits deren Einpreisung widerspiegeln.

Mit Blick auf die Finanzierungs- und Gebotslogik muss es bei der Beantwortung dieser Frage aus Sicht der Praxis darauf ankommen, ab wann hinreichend konkrete und belastbare Entgeltparameter vorliegen, um sie gutachterlich modellieren und bankenfähig einpreisen zu können. Diesen Aspekt beachtet

die Bundesnetzagentur bisher nicht. Ihr Orientierungspapier skizziert bislang nur Optionen, ohne die spätere Parametrierung abschließend festzulegen oder realistisch einzugrenzen. Aus Sicht der Praxis reicht eine solche rein strukturelle Darstellung nicht, um tatsächlich die Annahmen über die Wirtschaftlichkeit eines Projektes zu beeinflussen. Daher halten wir es für sachgerecht, den maßgeblichen „Point of no Return“ für die künftige Anwendung der neuen Netzentgeltssystematik frühestens an die Veröffentlichung eines gerade hinsichtlich der Parametrierung hinreichend konkretisierten Beschlussentwurfs zu knüpfen, besser noch: an die finale Festlegung. Nur so lässt sich sicherstellen, dass Gebote nicht unter strukturell unbestimmten Kostenrisiken abgegeben werden müssen.

II. Vertrauensschutz bei Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion

Die Bundesnetzagentur bewertet die Frage des Vertrauensschutzes bei Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion anders bei den Entgelten mit Finanzierungsfunktion: Anreizbezogene Entgelte könnten ohne Rücksicht auf Vertrauensschutz für alle Anlagengruppen eingeführt werden. Hier erscheint aus unserer Sicht eine Anpassung geboten. Die Bundesnetzagentur geht zwar zu Recht davon aus, dass die Anwendung dynamischer Entgelte auf Bestandsanlagen grundsätzlich verhältnismäßig sein könnte. Diese Argumentation beruft sich jedoch zu Unrecht auf die Überlegungen, dass (i) die dynamischen Preisimpulse lediglich temporär aufträten, (ii) Anlagenbetreiber belastende Entgelte durch Anpassung ihres Einspeiseverhaltens vermeiden könnten und (iii) in bestimmten Netzsituationen auch entlastende Wirkungen bzw. positive vergütete Signale denkbar seien.

Alle drei Annahmen treffen aus Sicht der Projektumsetzung jedoch nicht oder nur eingeschränkt zu:

- Insbesondere Photovoltaikanlagen sind aufgrund Wetter- und Standortabhängigkeit nur in sehr begrenztem Umfang steuerbar. Netzdienliche „Verhaltensanpassungen“ (z.B. zeitliche Einspeiseverlagerung) sind technisch und marktlich nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich.
- Potenzielle „positive Effekte“ (Erträge, die sich aus netzentlastendem Verhalten ergeben) sind für EE-Anlagen daher weder planbar noch bankenfähig; sie werden in der Finanzierung regelmäßig nicht als gesicherte Einnahmekomponente anerkannt.
- Damit wirken dynamische Einspeiseentgelte für EE-Bestandsanlagen in der Praxis primär als zusätzliches, nur begrenzt beherrschbares Kostenrisiko.

Vor diesem Hintergrund sprechen aus unserer Sicht gewichtige Gründe dafür, bei Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion – soweit sie überhaupt zur Anwendung kommen – vergleichbare Maßstäbe wie bei Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion anzulegen. Dies bedeutet insbesondere, sie grundsätzlich nicht auf Bestandsanlagen anzuwenden und für Projekte, die ihren „Point of no Return“ bereits überschritten haben, eine klare, planbare Übergangslage vorzusehen.

Unabhängig von der Frage des Vertrauensschutzes begegnet die Einführung dynamischer Netzentgelte für Einspeiser grundsätzlichen Bedenken, wie nachfolgend noch näher dargestellt wird.

C. Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion, insbesondere Kapazitätspreis

Die Konzeption der Entgelte mit Finanzierungsfunktion ist aus Sicht unseres Unternehmens grundsätzlich nachvollziehbar. Sie weist konkrete Vorteile auf (z.B. Saldierungsmethodik). Allerdings ist es

wesentlich, bei der Einführung der neuen Systematik die oben dargestellten Überlegungen zur Sicherung von Investitionen und zukünftigen Investitionsmöglichkeiten angemessen zu berücksichtigen.

I. Kapazitätspreis

Kapazitätsbezogene Netzentgeltbestandteile erscheinen uns bei PV-Anlagen grundsätzlich besser geeignet als arbeitsbezogene Entgelte, um einen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung zu leisten. Ein Kapazitätspreis sollte unseres Erachtens an die bereitgestellte Anschlusskapazität anknüpfen, nicht an eine Bestelleistung.

Voraussetzung ist jedoch, dass der Kapazitätspreis finanzierungsfähig und kalkulierbar ausgestaltet wird. Für FF-PVA-Projekte ist es essenziell, dass die mit dem Kapazitätspreis verbundenen Zahlungsverpflichtungen ex ante bestimmbar und über die Finanzierungsdauer verlässlich prognostizierbar sind. Entgeltkomponenten, deren Höhe oder Wirkungsweise erst im laufenden Betrieb oder abhängig von kurzfristigen Entscheidungen bestimmt werden, können von Finanzierern regelmäßig nicht angemessen berücksichtigt werden bzw. müssen in maximaler Höhe eingerechnet werden und stellen daher ein erhebliches Investitionshemmnis dar. Im Falle eines jährlich anzupassenden Kapazitätspreises sollte daher durch eine verbindliche Deckelung oder eine vergleichbare Begrenzungsmechanik eine zuverlässige Prognostizierbarkeit sichergestellt werden. Eine solche Deckelung bzw. ein Korridor sollte eine Höhe nicht überschreiten, die im Verhältnis zu typischen EEG- Gebotshöhen als wirtschaftlich verkraftbar erscheint.

II. Wechselwirkung mit FCA

Bei der Ausgestaltung des Kapazitätspreises müssen Einschränkungen durch flexible Netzanschlussvereinbarungen zwingend Berücksichtigung finden. Beide Instrumente knüpfen unmittelbar an die bereitgestellte Anschlusskapazität an und wirken daher – wie im Übrigen auch der Baukostenzuschuss – auf denselben wirtschaftlichen Bezugspunkt. Ohne eine koordinierte Ausgestaltung besteht die konkrete Gefahr einer strukturellen Überlagerung und Überbelastung von EE-Projekten. Ein Kapazitätspreis kann seine Funktion nur dann sachgerecht erfüllen, wenn er sich auf eine tatsächlich verfügbare und nutzbare Anschlusskapazität bezieht, die bei Vereinbarung von FCA regelmäßig faktisch eingeschränkt wird. Aus Sicht von ENERPARC kommt für derartige Fälle z.B. eine teilweise oder vollständige Reduktion des Kapazitätspreises, jedenfalls aber eine Begrenzung auf die garantierte bzw. dauerhaft verfügbare Mindestkapazität in Betracht.

Entscheidend ist dabei, dass es nicht den Parteien im Netzanschlussverhältnis überlassen sein sollte, die Berücksichtigung von FCA-Restriktionen individuell auszuhandeln, sondern dass hierfür klare, einheitliche und verbindliche Vorgaben der Bundesnetzagentur formuliert werden. Die bisherige Praxis zeigt, dass individuelle Verhandlungen über FCA-Inhalte und deren wirtschaftliche Auswirkungen einen erheblichen Zeit- und Unsicherheitsfaktor darstellen und damit faktisch eine der zentralen Bremsen für die Anwendung von FCA sind.

Zu den Fragen der Bundesnetzagentur:

- **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?**

Die Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung sollten in der Finanzierungsfunktion berücksichtigt sein, da grundlegende Kostenkomponenten betroffen sind.

- **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?**

Ja, es ist zu erwarten, dass Einspeiseentgelte sich signifikant auf die Strompreisbildung auswirken werden. Genau das ist der Grund, warum die Einspeiser in der Vergangenheit keine laufende Netzentgelte gezahlt haben, sondern nur einen Baukostenzuschuss. Jede laufende Belastung durch Netzentgelte verteuert zwangsläufig den Strompreis (Grenzkosten) gegenüber dem Markt, auch im europäischen Kontext.

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

Aus der unterschiedlichen Behandlung von Anlagen hinsichtlich des Netzentgeltes folgt keine unterschiedliche Behandlung dieser Anlagen auf dem Stromhandelsmarkt. Es werden alle gleich behandelt, nur die Grenzpreise je Anlage sind unterschiedlich, das ist aber immer schon der Fall gewesen.

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

Einspeiseentgelte werden die Wirtschaftlichkeit von Anlagen belasten, da sich die zusätzlichen Kosten direkt auswirken. Eine Refinanzierung der zusätzlichen Kosten wird durch den Grenzpreis bestimmt, der entscheidet, ob man Strom liefern kann oder nicht. Insbesondere belasten die Einspeiseentgelte die Finanzierung von Anlagen durch Kreditinstitute, da die langfristigen Auswirkungen durch die Höhe der Einspeisenetzentgelte nicht absehbar sind. Hierdurch wird der Ausbau von Anlagen jetzt schon absehbar gehemmt.

D. Netzentgelte mit Anreizfunktion

Die Einführung dynamischer Netzentgelte für Einspeiser lehnen wir aus mehreren Gründen ab. Sie erzeugen für Anlagen- wie Netzbetreiber lediglich zusätzlichen finanziellen und administrativen Aufwand, ohne einen realen netzdienlichen Effekt auszulösen:

I. Unkalkulierbare Mittelabflüsse als Finanzierungshemmnis

Aus der Perspektive der Projektentwicklung stellt sich hier besonders scharf die eingangs thematisierte Frage, inwieweit die möglichen Mittelabflüsse für Finanzierungsentscheidungen hinreichend berechenbar sind. Angesichts der im Expertenworkshop vorgeschlagenen Höhe von max. 10 ct/kWh wäre

dies nicht der Fall. Nach aktuellen Bewertungen unseres Unternehmens und der für uns relevanten finanzierenden Banken würde diese Größenordnung Finanzierungsentscheidungen nicht mehr möglich machen. Entsprechend sind hier differenzierte Konzepte für eine Übergangssituation sowie höhenmäßige Begrenzungen die entscheidende Voraussetzung für den weiteren Zubau.

II. Begrenzte Steuerbarkeit von Photovoltaikanlagen als zentrales Hindernis dynamischer Netzentgelte

Hinzu kommt ein weiterer – für Photovoltaikanlagen zentraler – energietechnischer Gesichtspunkt, der zwingend in die Bewertung einzubeziehen ist:

Dynamische Netzentgelte beruhen systematisch darauf, dass der Betreiber sein Einspeiseverhalten kurzfristig und gezielt an Preissignale anpassen kann. Für Photovoltaikanlagen trifft dies jedoch nur in äußerst begrenztem Umfang zu. Die Erzeugung folgt ausschließlich dem solaren Dargebot und lässt sich operativ nicht in relevanter Weise modulieren. Eine PV-Anlage kann also weder zusätzliche Leistung bereitstellen noch ihre Einspeisung anheben, wenn Preissignale netzentlastendes Verhalten nahelegen – und sie kann ihre Erzeugung in Engpasssituationen faktisch nur durch Abregeln reduzieren, was wiederum unmittelbar zu Ertragsverlusten führt.

Zudem ist die Möglichkeit der Verhaltenslenkung durch „Standortsignale“ strukturell sehr beschränkt:

Ob eine PV-Anlage in einem dauerhaft überlasteten oder dauerhaft unterlasteten Netzbereich einspeist, ist durch die einmal getroffene Standortwahl und die Netzausbausituation des jeweiligen Netzbetreibers determiniert. Der Betreiber kann diese netzstrukturelle Lage weder kurzfristig noch langfristig beeinflussen. Dynamische Netzentgelte würden daher nicht das Verhalten des Betreibers adressieren, sondern allein die regionalen Netzverhältnisse preislich abbilden. Eine Verhaltenssteuerung im eigentlichen Sinne findet nicht statt.

Dem könnte entgegengehalten werden, dass sich die Steuerbarkeit durch den Einsatz erzeugungsnahe Batteriespeicher verbessern könne. Richtig ist, dass Speicher kurzfristig Einspeisespitzen dämpfen oder Erzeugung zeitlich verschieben können und damit prinzipiell eine höhere Reaktionsfähigkeit auf Preissignale ermöglichen. Diese Wirkung ist jedoch aus mehreren Gründen ebenfalls nur begrenzt:

- Die Speichergröße ist in PV-Projekten wirtschaftlich limitiert und wird typischerweise nicht auf die vollständige Aufnahme der PV-Erzeugungsleistung ausgelegt. Das bedeutet, dass Speicher nur einen Bruchteil der Einspeisung flexibilisieren können; größere Speicher wären kapitalintensiv und damit wirtschaftlich kaum darstellbar.
- Die Speicherdauer und die maximalen Be- und Entladeleistungen setzen physikalische Grenzen: Selbst ein verhältnismäßig großer Speicher kann Engpässe nur über Stunden, nicht aber über ganze Tage, Wetterphasen oder längere Perioden struktureller Netzbelastung überbrücken.

- Der Einsatz eines Speichers folgt ökonomischen Optimierungslogiken (Arbitrage, Netzdienlichkeit, Eigenverbrauchsoptimierung); dynamische Netzentgelte stünden in Konkurrenz zu diesen Betriebsstrategien und könnten nur teilweise „bedient“ werden.
- Auch ein Speicher kann den Standortnachteil einer dauerhaft angespannten Netzinfrastruktur nicht kompensieren: Er kann zwar kurzfristig puffern, aber nicht verhindern, dass die Anlage in einem strukturell überlasteten Netzgebiet liegt.

Damit verbessert ein Speicher zwar die kurzfristige Flexibilität, schafft aber keine echte Steuerbarkeit, wie sie das Konzept dynamischer Netzentgelte voraussetzt. Die Steuerungswirkung bleibt physikalisch, wirtschaftlich und systemisch begrenzt.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass dynamische Netzentgelte bei PV-Anlagen – selbst unter Einbeziehung erzeugungsnaher Speicher – keine intendierte Lenkungswirkung entfalten können, sondern in erster Linie als nicht beeinflussbarer zusätzlicher Kostenfaktor wirken. Dieser Umstand wiegt neben den finanzierungs- und projektentwicklungsbezogenen Risiken besonders schwer und spricht grundlegend gegen eine Einführung dynamischer Netzentgelte für Einspeiser.

III. Wettbewerbliches Engpassmanagement

Wir halten es für zielführender, Netzengpässe über ein wettbewerblich ausgestaltetes Engpassmanagement zu adressieren. Ein solches ermöglicht unseres Erachtens eine direkte und bedarfsgerechte Engpassbewirtschaftung. Ein Vorteil liegt u.a. darin, dass durch ein wettbewerbliches Engpassmanagement Inkonsistenzen zum Redispatch – wie sie beim Redispatch zu erwarten sind – vermieden werden könnten. Denn das wettbewerbliche Engpassmanagement erlaubt eine bessere Abgrenzung zwischen planbaren Engpasssituationen, die ex ante marktbasiert adressiert werden können, und kurzfristigen Netzprobleme, die weiterhin über den Redispatchprozess zu bewältigen sind.

E. Baukostenzuschuss

ENERPARC erkennt grundsätzlich an, dass Baukostenzuschüsse (BKZ) ein etabliertes Instrument zur Abbildung netzanschlussbezogener Kosten sind und der Internalisierung von Netzausbaukosten dienen sollen. In diesem Sinne können BKZ geeignet sein, die Bereitstellung von Netzanschlusskapazität verursachungsgerecht zu bepreisen. Für FF-PVA führt die geplante Ausgestaltung des BKZ jedoch zu einer Reihe grundlegender Fragen:

I. Begrenzte Lenkungswirkung des BKZ

Die Annahme, über Baukostenzuschüsse eine effektive Standortsteuerung für FF-PVA zu erreichen, erscheint aus Sicht von ENERPARC nur eingeschränkt tragfähig. Die Standortwahl solcher Anlagen ist in der Praxis regelmäßig durch verfügbare Flächen, Genehmigungsfragen sowie durch bestehende Netzanschlusspunkte vorgeprägt, anders als bei klassischen Letztverbrauchern, auf die ein BKZ lenkend einwirken könnte.

II. Gefahr der Doppel- und Überbelastung

Erschwerend kommt hinzu, dass der BKZ nicht isoliert, sondern im Zusammenspiel mit weiteren Instrumenten wirkt. Bereits heute sind EE-Projekte regelmäßig mit netzbetreiberseitigen Einschränkungen (z. B. in Form von FCA) konfrontiert, die die wirtschaftliche Nutzung der Anschlusskapazität begrenzen. Wenn zusätzlich ein Baukostenzuschuss auf die volle Anschlusskapazität erhoben wird, obwohl diese faktisch nicht uneingeschränkt genutzt werden kann, entsteht ein Missverhältnis zwischen Kostenbelastung und tatsächlicher Netznutzung.

Aus Sicht von ENERPARC ist insbesondere die Wechselwirkung zwischen Baukostenzuschüssen und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen von zentraler Bedeutung und bislang unzureichend adressiert. In der Praxis werden FF-PVA, insbesondere Co-Location-Anlagen, zunehmend nur noch unter der Maßgabe umfangreicher betrieblicher Einschränkungen an das Netz angeschlossen. Diese Einschränkungen betreffen insbesondere die zeitliche und leistungsbezogene Nutzung des Netzanschlusses und führen dazu, dass die bereitgestellte Anschlusskapazität strukturell nicht vollumfänglich genutzt werden kann. Vor diesem Hintergrund ist es aus ENERPARC-Sicht nicht vertretbar, Baukostenzuschüsse unabhängig von der tatsächlichen Nutzbarkeit der Anschlusskapazität zu erheben. Ein BKZ, der an eine theoretisch verfügbare, tatsächlich aber dauerhaft oder regelmäßig eingeschränkte Anschlussleistung anknüpft, führt zu einer systematischen Überbelastung von EE-Projekten. Dies gilt umso mehr, als die Einschränkungen regelmäßig einseitig durch den Netzbetreiber vorgegeben werden und der Anlagenbetreiber faktisch keine Möglichkeit hat, diesen Bedingungen auszuweichen. ENERPARC hält es daher für zwingend erforderlich, dass bei der Ausgestaltung des Baukostenzuschusses verbindlich berücksichtigt wird, ob und in welchem Umfang ein Projekt betrieblichen Einschränkungen durch flexible Netzanschlussvereinbarungen unterliegt.

Wird der BKZ zudem mit weiteren Entgeltkomponenten kombiniert (z. B. einem Kapazitätspreis im Rahmen der Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion), besteht die konkrete Gefahr einer kumulativen Belastung derselben Anschlusskapazität. Gerade für Co-Location-Projekte kann dies zu einer wirtschaftlichen Überforderung führen und Investitionsentscheidungen verhindern, obwohl diese kombinierten Projekte systemisch erwünscht sind.

III. Einheitliche „Leitplanken“ und Berücksichtigung von Betriebseinschränkungen

Vor diesem Hintergrund hält ENERPARC eine starke Harmonisierung der BKZ-Systematik für erforderlich. Einheitliche Leitplanken durch die Bundesnetzagentur können dazu beitragen, regionale Verzerrungen und eine uneinheitliche Behandlung durch einzelne Netzbetreiber zu vermeiden. Dies ist insbesondere deshalb geboten, weil Anlagenbetreiber erfahrungsgemäß in einer asymmetrischen schwächeren Verhandlungsposition gegenüber Netzbetreibern stehen.

Zudem sollte der BKZ – ebenso wie andere Finanzierungsbeiträge – in seiner Höhe und Anwendung die tatsächlichen betrieblichen Einschränkungen des Netzanschlusses berücksichtigen. Wird eine Anlage im Rahmen des Netzanschlusses in seiner Bezugs- oder Einspeisefähigkeit beschränkt, sollte dies auch bei der Bemessung des Baukostenzuschusses reflektiert werden. Andernfalls droht eine strukturelle Übersteuerung, die den wirtschaftlichen Betrieb und damit den weiteren Ausbau von EE-Anlagen gefährdet.

Für Rückfragen und Ergänzungen stehen wir Ihnen jederzeit gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

ENERPARC AG



Rechtsanwalt/Legal Counsel