# Stellungnahme zur Beurteilung der Orientierungspunkte für Einspeiser GBK-25-01-1#3

Stand März 2026

## Stellungnahme von EDP (EDPR Deutschland GmbH):

Expertenaustausch zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)
Orientierungspunkte Einspeiser

### Aktuelle Stand:

Die vorgelegten Orientierungspunkte der BNetzA zu Netzentgelten für Einspeiser markieren einen Paradigmenwechsel: So sollen auch Stromerzeuger systematisch an den Netzkosten beteiligt werden. Zwei zentrale Funktionen stehen im Fokus und wurden im Workshop sowie in der Handreichung diskutiert: (1) Finanzierung des Netzausbaus und (2) Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten. Vorgehen sind kapazitätsbasierte Entgelte von etwa 4-7 Euro pro Kilowatt zur Refinanzierung. Arbeitspreisbasierte Entgelte werden eher abgelehnt, da sie eine potenzielle Marktverzerrung verursachen können.

Zusätzlich plant die BNetzA die Einführung dynamischer, zeit- und ortsabhängiger Netzentgelte, die sich an den Engpasskosten orientieren und Einspeiser gezielt zu einem netzdienlichen Verhalten motivieren sollen. Ein einmaliger Baukostenzuschuss (BKZ) wird ebenfalls diskutiert, um die Netzfinanzierung weiter zu stärken. Durch die Reform sollen Netzkosten gerechter verteilt werden. In diesem Rahmen wird auch diskutiert, inwiefern der Vertrauensschutz für bestehende Anlagen ausgesetzt werden kann.

### Stellungnahme EDP

Das sich die BNetzA sich in einem ausführlichen Verfahren mit Expertenworkshops die unterschiedlichen Netzentgelte anschaut und öffentlich diskutiert ist sehr löblich und schafft Vertrauen in den Prozess. Die gerechte Verteilung von Netzkosten, um das Netz langfristig auszubauen unterstützt EDP. Dabei müssen aber Faktoren wie steigende Kosten und Planungsunsicherheit in Betracht gezogen werden, ansonsten läuft Deutschland Gefahr die erneuerbaren Energie-Ziele bis 2030 nicht zu erreichen. Wir brauchen weniger Bürokratie und Komplexität, um Investitionen für den deutschen Standort zu sichern.

### Netzentgelte Einspeiser

**Generell sehen wird es kritisch Netzentgelte für Einspeiser einzuführen. Der Markt** ist aufgrund der Umstellung auf die Förderung durch Differenzverträge (Contract for Difference/CfD) **bereits mit Unsicherheiten konfrontiert.** Hinzu kommen steigende Projektkosten (CAPEX) sowie zusätzliche Aufwendungen im Zusammenhang mit steigenden Pachtzahlungen und Bürgerbeteiligungen. Wir befinden uns derzeit an einem Punkt, an dem die Kosten für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien stetig steigen, während politische Maßnahmen diskutiert werden, die zu sinkenden Einnahmen führen werden.

Zudem stehen neue Kostenfaktoren im Widerspruch zur strategischen Priorität der Erschwinglichkeit in der EU. Auch wird erwartet, dass aktuelle Konflikte die Stromgestehungskosten (LCOE) in die Höhe treiben werden und weitere Unsicherheiten die Kapitalkosten erhöht. Stromabnahmeverträge (PPAs) sind in der Regel eng an die Marktpreise gekoppelt. Wenn die Stromgestehungskosten (LCOE) der Projekte weiter steigen und die

Marktpreise übersteigen, wird der PPA-Markt für erneuerbare Energien gefährdet**. Es ist wichtig, dass PPA-Projekte nicht benachteiligt werden**, da eine verstärkte Direktvermarktung auch die Belastung des EEG-Kontos verringert und finanzielle Investitionsrisiken nicht bestraft werden sollten.

1. **Kapazitätsbasierte Netzentgelte**
   Auf den ersten Blick erscheinen Netzentgelte auf Basis der gebuchten Kapazität als sinnvolles Instrument, da sie fest und vorhersehbar sind und somit die erforderliche Planungssicherheit bieten. Bei genauerer Betrachtung **erkennen wir jedoch ein erhebliches Risiko im Berechnungsprozess**. Würden kapazitätsbasierte Netzentgelte in regelmäßigen Abständen, z. B. jährlich, neu berechnet, **wäre die Budgetierung von langfristigen Projekten mit einer Laufzeit von 20 Jahren äußerst schwierig und würde die Fixkosten für Erzeugungsanlagen erhöhen**. Dies könnte zu einer geringeren Projektrentabilität führen und Investitionshemmnisse für erneuerbare Energien schaffen. Im Vereinigten Königreich zeigt sich derzeit, dass jährlich neu berechnete Netzentgelte erhebliche Unsicherheit auf dem Markt verursachen; hier wurde bereits eine Reform angekündigt.

2. **Dynamische Netzentgelte**
   Wir halten dynamische Netzentgelte unter den derzeitigen Umständen für **schwer umsetzbar**. Dynamische Tarife müssen eine hohe zeitliche Auflösung (z. B. alle 15 Minuten) aufweisen, standortabhängig sein und auf Engpässen basieren. Dies erfordert präzise Prognosen zu Netzengpässen, eine umfangreiche IT- und Messinfrastruktur sowie komplexe Abrechnungssysteme. Das bedeutet noch mehr Komplexität für die Netzbetreiber, die diese bereits heute nicht bewältigen können. Der **sehr hohe bürokratische und technische Aufwand sollte realistisch eingeschätzt werden**.

   Zudem sind insbesondere Einspeisungen aus erneuerbaren Energien wetterabhängig und weniger flexibel, was bedeutet, dass es nicht immer möglich ist, effektiv auf Preissignale zu reagieren, und die Entgelte dennoch gezahlt werden. Der Markt benötigt flexiblere Kapazitäten, wie z. B. Speicher, um dies auszugleichen. Der Ausbau wird sich jedoch erst in den kommenden Jahren bemerkbar machen und hängt zudem davon ab, wie viel Planungssicherheit den Speicherentwicklern geboten wird (siehe weitere Reformen des EEG, EnGW, Debatte um den Vertrauensschutz). Daher sollten ineffiziente Anreize vermieden werden, da wir in Zukunft mit fortschreitender Elektrifizierung zusätzliche Kapazitäten für erneuerbare Energien benötigen werden. Außerdem sind dynamische Entgelte im Zeitverlauf höchst unvorhersehbar und volatil. Dies erhöht die Risiken für Investoren und könnte deren Investitionsbereitschaft verringern.

3. **Baukostenzuschüsse (BKZ)**
   Sollten Einspeiser Netzentgelte entrichten müssen, **befürworten wir dies in Form eines BKZ**. Der BKZ ist an die gewählte Anschlussleistung gekoppelt. Dies schafft einen Anreiz, keine überdimensionierten Netzanschlüsse zu beantragen. So werden nur Kapazitäten angefragt, die wie wirklich benötigt werden. **Es bleibt im Detail zu diskutieren ab welcher Planungsphase dieser erhoben wird**, aber ein BKZ ermöglicht langfristige Planung und die Kosten können in einer früheren Projektphase einkalkuliert werden. Dies ist für die Realisierung von Erneuerbaren-Projekten enorm wichtig, um die

Finanzierbarkeit abzudecken.

Zudem bietet der BKZ eine Möglichkeit zur **regionalen Steuerung**. Die Wirkung setzt bereits vor der Inbetriebnahme ein. Dies beeinflusst Entscheidungen hinsichtlich Standort und Netzanschlüsse in einem frühen Stadium. Und der BKZ hängt von den Netzausbaukosten am jeweiligen Anschlusspunkt ab. Denn wenn in überlasteten Netzen hohe BKZ-Kosten entstehen, werden neue Projekte eher in Regionen mit starker Netzinfrastruktur umgesetzt. Wir brauchen derzeit keine komplexen Strukturen, sondern einfache Lösungen, um den Ausbau voranzutreiben und Kapazitäten zu sichern.

Zukünftige Diskussionen müssen auch berücksichtigen, dass das BMWE im Rahmen des Netzpakets ebenfalls eine Debatte über den BKZ führt. **Eine Doppelung der Diskussionen sollte hier vermieden werden.**

**Über EDP (Energia de Portugal)**
Wir sind weltweit ein führendes Energieunternehmen und treiben die Transformation des Energiesystems aktiv voran. In mehr als 30 Ländern versorgen wir über neun Millionen Kundinnen und Kunden mit erneuerbarer Energie. Bereits heute stammen 97 % unserer rund 32 GW installierten Leistung aus erneuerbaren Quellen. Unser Portfolio umfasst Windkraft (on- und offshore), Solarenergie, Wasserkraft, BESS sowie diverse hybride EE-Anlagen bis hin zu Wasserstoffprojekten. Unser Ziel ist es, bis 2030 vollständig aus erneuerbaren Quellen zu produzieren und bis 2040 Netto-Null-Emissionen zu erreichen. In Deutschland setzen wir aktuell eine Projektpipeline von PV-Freiflächenprojekte, Co-Location und Windprojekten um.

**Kontakt**
EDPR Deutschland GmbH
Karlsplatz3
80335 München

**Politik-Büro**
[redacted]
[redacted]
Deutschland | edp