Enpal.

Stellungnahme

Orientierungspunkte der BNetzA (GBK-25-01-1#3): Einspeiseentgelte

Berlin, 27. März 2026

Fragen Finanzierungsfunktion Einspeiseentgelte

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?

I. **Kosten für Netzverluste und Regelleistung sollten über die Finanzierungsfunktion erhoben werden.** Diese Kosten sind im großen Stil unabhängig von Engpässen, die über die dynamische Anreizfunktion angegangen werden sollen. Daher würde eine Zuordnung der Kosten für Netzverluste und Regelleistung tendenziell die Zielsetzung und Grundlage der Anreizfunktion verwässern.

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?

I. **Einspeiseentgelte mit einer Ausgestaltung als Arbeitspreis oder Kapazitätsentgelt erhöhen gleichermaßen die Kosten der Stromproduktion**. Mehrkosten für Einspeiser die über diese Komponenten anfallen, müssen vom Anlagenbetreiber erwirtschaftet werden, die sich in höheren Angebotspreisen widerspiegeln. Diese Mehrkosten führen zu höheren Kosten für Verbraucher, negativen Effekten auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Einspeiseanlagen, Verzerrungen in der Merit-Order und höhere notwendige Förderungen für Erneuerbare Anlagen. Stromexporte würden in diesem Rahmen verteuert, Importe steigen, besonders angesichts des Ausbaus von Interkonnektoren. Der Umkehrschluss davon wäre auch

eine Reduktion der Exportmengen über die höheren gebotenen Preise und dementsprechend geringere internationale Wettbewerbsfähigkeit.

Sind alle volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

I. **Eine Belastung von Prosumern muss vermieden werden.** Jegliche Belastung würde den Ausbau von Photovoltaik als auch Speichern stark bremsen. Dies gilt auch für den angekündigten Baukostenzuschuss. Installationen in der Branche sind schon jetzt eingebrochen und würden hierüber noch perspektivisch weiter unterbunden.

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

I. **Betreiber von Bestandsanlagen müssen Vertrauensschutz genießen.** Langfristige Investitionen in Anlagen werden über die Erhebung von Einspeiseentgelten klar in Frage gestellt. Förderungen wurden ohne die Aussicht eines Einspeiseentgelt ausgelegt und sollten angesichts dieser Rahmenbedingungen einen Business-Case für solche Investitionen schaffen.

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

I. **Die Gesamtwirkung von Einspeiseentgelt mit Finanzierungsfunktion hat klare negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen.** Anlagen werden nicht die gesamten Kosten aufgrund des Wettbewerbs mit Bestandsanlagen und internationaler Leistung weitergeben können, was Erlöspotenziale senkt und somit den Ausbau neuer Erneuerbarer bremst. Hier könnten perspektivisch höhere Förderbeträge notwendig sein, um die deutschen Klimaziele zu erreichen.

Enpal.

Fragen Finanzierungsfunktion Anreizfunktion

Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

I. **Ein dynamisches Entgelt sollte die höchstmögliche Genauigkeit hinsichtlich sowohl der zeitlichen als auch räumlichen Granularität vorweisen.** Nur mit einer entsprechenden Auflösung können gezielt Engpässe behoben werden. Grundsätzlich ist die dynamische Komponente sehr zu befürworten, aber kann mittels der Day-Ahead Festlegung nur bedingt gewisse Engpässen adressieren. Aufgrund von falschen Prognosen, Änderungen der Wetterlage, und einer verstärkten Verschiebung vom Trading-Volumen des Großhandels in den Intraday-Handel könnten diese Preissignale sogar gegebenenfalls die Engpässe im System weiter verschärfen. Daher sollten auch für die Netzbetreiber Optionen geschaffen werden, das dynamische Netzentgelt noch perspektivisch bis vor Gate Closure anzupassen. Da dies noch erhebliche Komplexität zur Parametrierung beiträgt, könnte über eine gestaffelte Einführung einer solchen Logik überlegt werden.

Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?

I. **Engpassmanagementkosten sind eine passende Grundlage für die Berechnung der Höhe der Entgelte für die dynamische Anreizfunktion.** Es könnte hier auch überlegt werden, in gewissem Maß Kosten für den vermiedenen Netzausbau einzubeziehen. Im Rahmen einer dynamischen Anreizfunktion kann diese Zielsetzung auch umgesetzt werden. Hier könnte über ein größeres “Budget” für die Höhe der Entgelte geschaffen werden. Somit werden stärkere Anreize für netzdienliches Verhalten gesetzt. In diesem Rahmen würden auch Kosten für den Netzausbau gespart, die sich in niedrigeren Entgelten für Verbraucher widerspiegeln würden.

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?

I. **In der Lernphase sollte das dynamische Entgelt nur auf Großspeicher, Gewerbespeicher und Prosumer mit Speicher Anwendung finden.** Bevor eine Ausweitung der dynamischen Anreizfunktion auf Erzeugungsanlagen erfolgt, sollte die dynamische Anreizfunktion wie von der BNetzA skizziert umgesetzt werden. Besonders wichtig wäre hier eine maximale Flexibilität hinsichtlich der Spreizung der Entgelt. Nachdem dies für die Speicher umgesetzt wurde, kann erfasst werden, inwiefern eine Beteiligung von Einspeiseanlagen noch für eine Behebung von Netzengpässen notwendig ist.

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?

I. **Eine Umsetzung eines Einspeiseentgelt ist nicht aus Sicht der technischen Umsetzbarkeit problematisch, sondern der Verteilungseffekte.** Die Problematik des dynamischen Einspeiseentgelt liegt primär im Bereich der ungeplanten Mehrkosten, die für Einspeiser auf der “falschen” Seite des Engpasses entstehen können. Hier stellt sich die Frage, ob diese Mehrkosten nicht einfach vermieden werden könnten, wenn Preissignale mit maximaler Variabilität für Speicher gesetzt werden.

Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

I. **Redispatch muss immer ein nachgeordneter Prozesse der dynamischen Anreizfunktion sein.** Engpässe sollten möglichst über kostengünstigere Flexibilität behoben werden. Wenn dies sich nicht über die Stärke des dynamischen Preisignals oder der vorhandenen Leistung im betroffenen Netzgebiet ausrichten lässt, sollte auf den Redispatch als Maßnahme zurückgegriffen werden.

Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

I. **Die Regionalisierung der dynamischen Entgelt sollte so weit wie möglich ausgeweitet werden.** Ein sinnvoller erster Schritt wäre, wie von der BNetzA skizziert, die Regionalisierung in die 22 WAPP Regionen. Diese Granularität sollte aber perspektivisch in der Zukunft noch weiter ausgeweitet werden.

Insbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar anzusehen sind. Damit stellt sich die Frage, ob die Einführung eines komplexen Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist?

I. **Engpässe sollten über ein dynamisches Entgelt auf allen Ebenen adressiert werden.** So lassen sich die Gesamtkosten für den Netzausbau, -betrieb und den Verbraucher reduzieren. Es sind auch die notwendigen Voraussetzungen für eine Umsetzung im großen Stil gegeben. Im Rahmen der Ultima Ratio Eingriffe über §14a EnWG Modul 1 für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, muss der Netzbetreiber selbst in der Niederspannung eine Beobachtbarkeit des Netzes bis Anfang 2029 ermöglichen. Eingriffe können ab 2029 nur anhand einer Netzzustandsermittlung basierend auf Echtzeit-Messwerten erfolgen, um drohende Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Netzes zu vermeiden. Da die Maßnahme nicht präventiv angewendet werden kann, ergänzt sich die dynamische Komponente exzellent in diese Struktur ein, um notwendige Ultima Ratio Eingriffe in erster Linie zu vermeiden. Eine Umsetzung für Engpässe in allen Netzebenen ist auch mit Blick auf die Erfahrung in anderen Ländern möglich. Ein Blick reicht hier beispielsweise nach Großbritannien. Hierbei handelt es sich zwar nicht um Netzentgelte, aber Day-Ahead Auktionen, die im Rahmen von lokalen Flexibilitätsmärkten stattfinden, um Engpässe in der Niederspannung marktorientiert zu beheben. Seit April 2024 werden im Netzgebiet von UKPN täglich diese Day-Ahead-Auktionen basierend auf Engpassprognosen der Niederspannung ausgeschrieben und über die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen angegangen.

Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

I. **Ohne eine vorzeichengerechte Ausgestaltung kann das Netzentgelte nicht die Zielsetzung verfolgen.** Die vorzeichengerechte Ausgestaltung ist das Grundkriterium, um entsprechende Anreize für das netzdienliche Verhalten von Anlagen sowohl vor als auch hinter dem Engpass zu schaffen. Dies schafft auch Anreize, perspektivisch Anlagen hinter dem Engpass anzusiedeln und erfüllt somit auch eine Steuerungsfunktion. Wie aber bereits skizziert sollte die Anwendung der dynamischen Anreizfunktion sich primär an Speicher wenden bevor reine Einspeiser mitgedacht werden.

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?

I. **Option 1 sollte für die dynamischen Einspeiseentgelte für Speicher umgesetzt werden.** Das dynamische Einspeiseentgelt sollte sich vollständig und maximal entfalten können, da Speicher in der Lage sind, auf diese Preissignale sowohl vor als auch hinter einem Engpass zu reagieren und davon zu profitieren. Bei dieser Parametrierung kann erfasst werden, ob reine Einspeiser noch für die Behebung von Engpässen notwendig ist. Für diese könnte dann wegen ihrer geringeren Flexibilität ein Modell im Stil von Option 2 umgesetzt werden.

Kontakt:

[redacted]
Vice President Public & Regulatory Affairs
politik@enpal.de

Über Enpal:

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf LinkedIn.