GP JOULE GmbH
Cecilienkoog 16
25821 Reußenköge
T +49 4671 6074-0
F +49 4671 6074-199
info@gp-joule.de
www.gp-joule.de
Informationen zum Datenschutz: www.gp-joule.de/datenschutz

Geschäftsführung:
Ove Petersen

Amtsgericht Flensburg
HRB 7993 FL
USt-IdNr.: DE2697 51176

Bankverbindung:
Spk. Schwaben-Bodensee
BIC: BYLADEM1MLM
IBAN: DE38 7315 0000 0030 2937 57

Es schreibt Ihnen:
[redacted]
Bereichsleiter Business Development & Communications
[redacted]

GP JOULE GmbH | Cecilienkoog 16 | 25821 Reußenköge

An die
Bundesnetzagentur
Große Beschlusskammer

Per Email an gbk@bnetza.de

Reußenköge, den 25.03.2026

Konsultation der Orientierungspunkte Einspeiser
AgNes - GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) und der darin adressierten Einspeiseentgelten möchten wir auf die wichtigen Punkte hinweisen, die aus unserer Sicht besonders entscheidend sind, um ein zukunftsorientiertes und effizient gestaltetes Energiesystem zu realisieren.

Wir sprechen uns grundsätzlich dafür aus, alle Netznutzer gleich zu behandeln. Unserer Auffassung nach ist ein „level playing field" zielführender und perspektivisch marktgängiger, als technologie- oder branchenspezifische Betrachtungen.

Als wesentlich erachten wir den Vertrauensschutz für Bestandsanlagen. Wir lehnen eine Änderung der Netzentgeltsystematik für Bestandsanlagen ab, d.h. Inbetriebnahme vor vollziehbarer Festlegung. Ferner geben wir zu bedenken, dass ein Orientierungspapier keine Grundlage für Investitionsentscheidungen sein kann; es gilt zudem, Projektentwicklungszeiten zu berücksichtigen. Die Festlegung sollte daher erst ein Jahr nach Veröffentlichung gültig werden (Projektentwicklungszeit).

Zudem gilt es, einen auch langfristig verlässlichen Berechnungsmechanismus für die Kalkulation herbeizuführen, der für die Finanzierung neuer Erzeugungsanlagen entscheidend ist. Einen Kapazitätspreis für Einspeiseanlagen halten wir für grundsätzlich sinnvoll; er darf aber nicht den Ausbau ausbremsen, sprich nicht zu hoch sein. Dass die Bundesnetzagentur keine mengenbasierten Arbeitspreise für Einspeiser als Finanzierungskomponente anstrebt, erachten wir für sinnvoll, da andernfalls mit zu hohen Belastungen zu rechnen wäre.

Besonders begrüßenswert ist die zeitliche Dynamik der Anreizfunktion ¼-Stunden scharf. Dazu unten mehr. Dass die örtliche Granularität unspezifisch bleibt, erschwert eine Bewertung des Vorschlags.

Unserer Ansicht nach wäre ein Netzentgeltsystem dann bestmöglich aufgestellt, wenn es die tatsächliche Netzsituation vor Ort abbildet. Dafür müsste ein klarer und verlässlicher Rahmen zur Ermittlung gesetzt werden. Dynamische Entgelte sollten zudem eher kurz bis mittelfristige Kosten abbilden, denn langfristig können sich Netzsituationen ändern.

Dass die BNetzA Baukostenzuschüsse für Einspeiseanlagen als zukünftige Lösungsoption vorschlägt, ist konsequent. Allerdings wird es aus unserer

Projektierer-Sicht entscheidend sein, die Zusammenhänge zwischen Netznutzungsentgelten und BKZ parallel darzulegen. Die Bewertung der einen Komponente ist ohne Kenntnis über die andere nicht möglich. Zudem ist unserer Ansicht nach Voraussetzung für Einspeiser-BKZ, dass die Mehrfachbelegung von Netzanschlusspunkten mit verschiedenen Technologien (Wind +Solar +BESS) regulatorisch für eine praktikable Umsetzung ermöglicht wird. Dazu sollte es eine bundesweite Vorgabe der BNetzA geben, insbesondere zur Verdichtung bestehender NVP. Bevor dies nicht erfolgt ist, sind Wechselwirkungen mit den Netzentgelten nicht abzuschätzen.

Grundsätzlich weisen wir darauf hin, dass zunehmend Anlagenkonstellationen auftreten, in denen sich mehrere Ein- und Ausspeise-Anlagen einen Netzanschlusspunkt teilen, zudem mit überbauter Kapazität und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen. Die Netzentgeltsystematik sollte sich daher von einer anlagenspezifischen zu eine Netzanschlusspunkt-bezogenen weiterentwickeln.

Netzdienliches Verhalten als Schlüsselkomponente

Netzdienliches Verhalten sollte aktiv gefördert und nicht nur berücksichtigt werden. Es ist von essenzieller Bedeutung, zur Netzstabilität beizutragen und die Flexibilität im Umgang mit Erneuerbaren Energien zu erhöhen. Entsprechende Anreizsysteme, die netzdienliches Verhalten belohnen, sind daher von zentraler Bedeutung.

Einheitliche Systematik für Netznutzer

Es ist unserer Ansicht nach entscheidend, eine einheitliche Systematik für alle Netznutzer zu etablieren, um faire Bedingungen und Anreize für netzfreundliches Verhalten zu schaffen – unabhängig von der Technologie oder dem Verwendungszweck (ob Batteriespeicher, Elektrolyseure, Wärmepumpe mit Speicher, Rechenzentren, produzierendes Gewerbe, oder auch Stromeinspeiseanlagen). Wir schlagen vor, Netznutzer in drei Kategorien einzuteilen:

- Netzdienlich: Wenn Nutzer netzdienlich ihre Anlagen betreiben, sollte ein negativer Saldo aus Entgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion gewährt werden, um die Netzentlastung zu fördern. Dies ist der Fall, wenn der Betrieb der Anlage in weniger als 1% der Zeit zu Überlastungen (Redispatch) am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung führt und in mindestens 3 % der Zeit zu einer Entlastung am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung beiträgt.
- Netzneutral: Diese Nutzer bewegen sich im Rahmen normaler Netznutzungsentgelte und zahlen regulär den AP1. Dies ist der Fall, wenn der Betrieb der Anlage in weniger als 3% der Zeit zu Überlastungen (Redispatch) am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung führt.
- Netzbelastend: Nutzer, die durch die Betriebsweise das Netz belasten, sollten entsprechend höhere Entgelte des AP2 zahlen, um negativen Impact auf das Netz zu vermeiden. Dies ist der Fall, wenn der Betrieb der Anlage in mehr als 3% der Zeit zu Überlastungen (Redispatch) am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung führt.

Die Zuteilung zu einer der Kategorien erfolgt dabei idealerweise viertelstundenscharf am Tag des Abrufs, um Flexibilitäts-Potenziale und Markteffekte zu optimieren. Zugleich würde damit der tatsächliche Betrieb der

Anlage erfasst, nicht ein wie auch immer gearteter jährlicher (oder monatlicher) Durchschnitt.

Antworten auf die Fragen aus dem Konsultationsdokument

Auf die im Konsultationsdokument aufgeworfenen Fragen gehen wir im Folgenden ein:

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?

> Wir teilen die Einschätzung, dass klar netzseitig bedingte Kosten dem Netz zugeteilt werden sollten. Unser Ansicht nach sollten allerdings Netzverluste und Regelleistungskosten nicht einseitig den Einspeisern angelastet werden, sondern über alle Netznutzer hinweg verteilt werden.

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?

> Die Kosten der Einspeisenetzentgelte werden zu einer Erhöhung der Stromerzeugungskosten führen und werden damit unabhängig von der Erzeugungsart zu einer Erhöhung der Marktwerte führen. Da es sich hierbei aber vor allem um eine anteilige Verlagerung von Kosten hin zu den Erzeugern handelt, werden bei den „Strom-Kunden" keine höheren Preise ankommen unter der Bedingung, dass es ein einheitliches Entgeltsystem für alle Netznutzer gibt. Jede einzelne Ausnahme wird zu einer Ungleichverteilung der Netzkosten führen. Daher sprechen wir uns für ein einheitliches Entgeltsystem für alle Netznutzer aus.

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)?

> Es sollten alle Netznutzer gleichbehandelt werden.

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

> Bestandsanlagen sollte die einmalige Wahl erhalten, in das neue Entgeltsystem zu wechseln.

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

> Die Einspeiseentgelte werden bei der Finanzierung als CAPEX-Bestandteile in die Projektfinanzierung eingepreist werden. Damit wird der zu erzielende Strompreis bei einer höheren Schwelle für die Finanzierung liegen. Die CAPEX-Kosten werden zudem steigen, was Einfluss auf das erforderliche Eigenkapital haben wird.

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

Wir schlagen vor zu differenzieren zwischen netzdienlich, netzneutral und netzbelastend.
Netzdienlich: Wenn Nutzer netzdienlich ihre Anlagen betreiben, sollte ein negativer Saldo aus Entgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion gewährt werden, um die Netzentlastung zu fördern. Dies ist der Fall, wenn der Betrieb der Anlage in weniger als 1% der Zeit zu Überlastungen (Redispatch) am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung führt und in mindestens 3 % der Zeit zu einer Entlastung am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung beiträgt.
Netzneutral: Diese Nutzer bewegen sich im Rahmen normaler Netznutzungsentgelte und zahlen regulär den AP1. Dies ist der Fall, wenn der Betrieb der Anlage in weniger als 3% der Zeit zu Überlastungen (Redispatch) am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung führt.
Netzbelastend: Nutzer, die durch die Betriebsweise das Netz belasten, sollten entsprechend höhere Entgelte des AP2 zahlen, um negativen Impact auf das Netz zu vermeiden. Dies ist der Fall, wenn der Betrieb der Anlage in mehr als 3% der Zeit zu Überlastungen (Redispatch) am übergeordnete Netzknotenpunkt oder der betreffenden Leitung führt.

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

Ja, die Kosten für das Engpassmanagement sollten für die Anreizfunktion eingesetzt werden können.

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?

Ja, und wie auch bei vielen Industriekunden sowie allen anderen Netznutzern, die die Voraussetzungen bereits erfüllen. Keine Netznutzergruppe sollte aufgrund nicht-technischer Aspekte eine andere Behandlung erfahren. Voraussetzung ist, dass seitens der Netzbetreiber die nötigen technischen Voraussetzungen vorliegen.

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

Die dynamischen Entgelte sollten so nah wie möglich am tatsächlichen Engpass orientiert 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?

Um eine örtliche Granularität herbeizuführen, sollte keine Spannungsebene pauschal aus dem System herausgelöst werden.

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

Ja.

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?*

Wir sprechen uns klar für Option 1 aus.

Abschließende Bemerkungen

Um die Energiewende erfolgreich zu gestalten und die Systemdienlichkeit aller Netzteilnehmer zu maximieren, ist es unerlässlich, dass Anreizsysteme klar definiert und fair umgesetzt werden. Durch eine integrative und zukunftsgerichtete Herangehensweise wollen wir sicherstellen, dass das Stromnetzentgeltsystem weiterhin flexibel, stabil und nachhaltig betrieben werden kann. Die Komplexität der Regelungen könnte unserer Einschätzung nach durch eine konsequente Hinwendung zu regionalen Preisen erheblich reduziert werden – dies liegt allerdings nicht im Umsetzungskreis der BNetzA, weshalb wir hierzu auf weitere Ausführungen verzichten.

Mit freundlichen Grüßen,

[redacted]

Bereichsleiter Business Development & Communications