



Netzentgeltreform mit Blick auf das Gesamtsystem: Investitions- und Planungssicherheit erhalten, Kosteneffizienz erhöhen

**Gemeinsame Stellungnahme zum „Beschlussentwurf für das Verfahren zur
Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die
Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes) [GBK-25-01-1#3]
Stand 18.09.2026**

Die hinter dieser Initiative versammelten Unternehmen lehnen die im „Beschlussentwurf für das Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze“ enthaltene **Vorfestlegung auf die Einführung dynamischer Netzentgelte** vor allem für Einspeiser ab.

Wie bereits in unserer Stellungnahme zum Orientierungspapier zu Einspeisenetzentgelten dargelegt, würden schon allgemeine Einspeiseentgelte die Investitionskosten und Finanzierungsrisiken für Erzeugungsanlagen und damit auch die Preise für Strom insgesamt erhöhen. Diese Bedenken wurden im Rahmen des Festlegungsentwurfs einschließlich seiner rechtlichen Würdigung nicht ausgeräumt.

Dynamische Einspeisenetzentgelte im Speziellen verfehlen zudem die gewünschte systemkostensenkende Wirkung bei der Behebung von Netzengpässen. Vorrangig muss hier die strukturelle Beseitigung der Netzengpässe durch zügigen Netzausbau sein.

Insofern stehen einem – wenn überhaupt – nur sehr begrenzten und bei fortschreitendem Netzausbau zeitlich vorübergehenden Nutzen ein hoher Aufwand für

die administrative Umsetzung und steigende Systemkosten gegenüber. Zu entsprechenden Ergebnissen kommt nicht nur die der BNetzA bereits vorliegende Aurora-Studie, sondern auch das wissenschaftliche Begleitgutachten zum AgNes-Prozess von Consentec/TU Clausthal. Daher ist es zu begrüßen, dass die BNetzA die Einführung dynamischer Netzentgelte in 2027 noch einmal ausführlich prüfen will.

Bewertung dynamischer Netzentgelte im Detail:

Dynamische Netzentgelte mit negativen Wirkungen nicht nur für Erzeuger – Gesamtkostenfokus fehlt

Dynamische Netzentgelte zielen auf eine Senkung der Kosten des Engpassmanagements. Letztlich entscheidend ist jedoch, ob sie die Gesamtsystemkosten einschließlich Abregelung, Dispatch-Effizienz und Stromkosten tatsächlich senken. Gerade daran bestehen nach den vorliegenden Ergebnissen erhebliche Zweifel. Die Aurora-Studie zeigt insbesondere, dass die Einführung dynamischer Netzentgelte nicht zu einer effizienteren Systembewirtschaftung führt. Vielmehr reagieren Marktakteure je nach Standort, Technologie und Vermarktungsstrategie unterschiedlich auf die zonalen Preissignale. Dies kann zu zusätzlichen Ausweich- und Anpassungsreaktionen führen, die den Dispatch gegenüber dem heutigen kostenbasierten Redispatch weniger effizient machen. Nach den Ergebnissen der Aurora-Studie drohen dadurch insbesondere eine höhere Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien, zusätzliche systemische Eingriffe sowie steigende Großhandelsstrompreise. Dynamische Netzentgelte dürfen daher nicht allein daran gemessen werden, ob sie einzelne Redispatchkosten reduzieren können.

Dynamische Netzentgelte würden in den betroffenen Zonen Eingriffe in die Merit Order verursachen, standortbedingte Vor- und Nachteile schaffen und Fehlanreize setzen. Mit einer möglichen Spanne von bis zu +/- 100 €/MWh sind sie für Investoren ein erheblicher zusätzlicher Erlös- und Kostenfaktor, der für Investoren weder in der Höhe noch in der Eintrittswahrscheinlichkeit und Häufigkeit verlässlich kalkulierbar ist. Mit der Ankündigung oder Vorfestlegung der BNetzA, dynamische Netzentgelte einführen zu wollen, müssten diese schon jetzt in Auktionen berücksichtigt werden. Dies ist allerdings unmöglich, da die Ausgestaltung unklar ist. Der Vertrauensschutz für Bestandsprojekte ist, wie unten weiter ausgeführt, daher unbedingt zu beachten.

Angesichts möglicher künftiger Veränderungen von Engpässen müssen Investoren zudem damit rechnen, auch in anderen Zonen von dynamischen Netzentgelten berührt zu werden. Insgesamt erhöht dies die Unsicherheit für Investitionen erheblich; entsprechend steigen die Risikoprämien, die bei der Bewertung von Projekten in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden müssten und die Gebotszuschläge bei staatlich organisierten Auktionen erhöhen. Auch die Wirkung dynamischer

Netzentgelte auf Standortentscheidungen dürfte nicht eindeutig sein, da angesichts sich ändernder Netztopologie und Verbrauchs-/Entnahmestrukturen nicht prognostizierbar ist, ob und in welcher Höhe an einem ins Auge gefassten Standort künftige dynamische Netzentgelte zu zahlen sind. Durch die bestehende Unsicherheit erfolgen Investitionen an Standorten nicht oder verzögern sich.

Gleichzeitig erhöhen dynamische Netzentgelte die Risiken beim Angebot von Regelleistung und -energie, da sie nach der Regelennergieauktion festgelegt werden sollen. Der Anbieter müsste mögliche dynamische Netzentgelte ggf. unter Unsicherheit einpreisen, was zu entsprechenden Risikoaufschlägen führt.

Bessere Instrumente verfügbar

Es sind derzeit eine Vielzahl weiterer Maßnahmen in der Diskussion, die mit dem Ziel von Netz- und Systemdienlichkeit auf eine bessere Synchronisation von Stromerzeugung und Netzbetrieb zielen, z.B. Redispatch-Vorbehalt, Wirkleistungsbegrenzung oder regional differenzierte Baukostenzuschüsse. Gegenüber den dynamischen Netzentgelten können einzelne dieser Instrumente, z.B. regional differenzierte Baukostenzuschüsse, sowohl deutlich zielgenauer als auch für den Investor bei angemessener Ausgestaltung deutlich besser kalkulierbar sein als dynamische Netzentgelte. Die Einführung und Ausgestaltung von Baukostenzuschüssen werden in der aktuellen Festlegung jedoch nicht behandelt, sondern in die Zukunft verschoben. Es stellt sich die Frage, weshalb die BNetzA bereits jetzt auf ein komplexes Instrument setzt, während die Ausgestaltung eines allgemein anerkannten Instruments auf einen späteren Festlegungsprozess verschoben wird.

Auch der kostenbasierte Redispatch ist aufgrund der effektiven Ansprache der auf den Engpass wirkenden Anlagen effizienter und zielgenauer als dynamische Netzentgelte. Außerhalb von AgNes könnten über regionale Flexibilitätsmärkte oder -produkte weitere Flexibilitätsoptionen gehoben werden.

Hoher administrativer Aufwand und Komplexität bei schlechter Prognosegüte

Die Einführung dynamischer Netzentgelte wäre mit erheblichem Verwaltungsaufwand verbunden. Insbesondere müssten die betroffenen Strommengen korrekt erfasst und die Netzentgelte auch an Erzeuger in niedrigeren Netzebenen weitergegeben werden. Andernfalls drohen Wettbewerbsverzerrungen und die Wirkung des Instruments würde weiter geschwächt.

Gleichzeitig sind mit der Einführung zusätzliche Anforderungen an Messwesen, Bilanzierung, Abrechnung und Marktkommunikation verbunden. Insbesondere die zeit- und ortsgenaue Zuordnung der betroffenen Energiemengen würde die Komplexität

bestehender Prozesse weiter erhöhen. Vor diesem Hintergrund sollte der erwartete Nutzen der dynamischen Preissignale in einem angemessenen Verhältnis zum zusätzlichen Umsetzungs- und Administrationsaufwand stehen. Entsprechende Prozesse in der Marktkommunikation aufzusetzen, bedarf zudem eines erheblichen Vorlaufs – parallel zur Umsetzung einer Vielzahl weiterer Änderungen.

Erforderlich wären zudem kleinräumige Netz- und Marktprognosen, knotenscharfe Abrechnungen sowie eine Vorab-Festlegung vor dem Day-Ahead-Markt – ohne das Marktergebnis vorab zu kennen. Eine entsprechende Parametrierung ist realitätsfern und für Marktteilnehmer intransparent. Das System wird damit um eine Komplexitätsebene erweitert, deren Wirksamkeit zweifelhaft ist.

Konditionierung der Einführung von dynamischen Netzentgelten

Obwohl das Zielmodell zu symmetrischen dynamischen Netzentgelten erst für eine Folgefestlegung erarbeitet werden soll, scheint die Bundesnetzagentur (Tenorziffer 12.2) fest entschlossen, die Netzbetreiber bereits in der AgNes-Festlegung zur Einführung dynamischer Netzentgelte bereits ab 2030 für Stromspeicher und ab 2032 für sonstige Erzeuger zu verpflichten.

Die unterzeichnenden Unternehmen sprechen sich gegen eine derartige Vorfestlegung auf die Einführung dynamischer Netzentgelte aus. Zunächst muss der Mehrwert dieses Instruments wissenschaftlich umfassend und fundiert untersucht und das von den BNetzA-Gutachtern zu entwerfende Zielmodell an Marktmodellen getestet werden. Die Unterzeichner erwarten, dass das Gutachten zur Einführung dynamischer Netzentgelte die Wirksamkeit des Zielmodells nicht nur auf den Redispatch-Einsatz, sondern im Hinblick auf eine Erhöhung der Gesamtsystemeffizienz detailliert darlegt. Entsprechend müssen auch die Auswirkungen auf eine übermäßige Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien, auf den Mehreinsatz von Gaskraftwerken und auf steigende Großhandelsstrompreise gegenüber dem heutigen kostenbasierten Redispatch bewertet werden. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die von der BNetzA beauftragten Gutachter selbst den Nutzen und Mehrwert von dynamischen Netzentgelten für Einspeiser kritisch hinterfragen. Die Unterzeichner behalten sich auch vor, dass Zielmodell mit Unterstützung von unabhängigen Gutachtern prüfen zu lassen.

Dass die BNetzA für dynamische Netzentgelte Vertrauensschutzregelungen grundsätzlich nicht für notwendig hält, schafft erhebliche Investitionsrisiken für bestehende Anlagen und laufende Projekte (siehe nächsten Abschnitt).

Angesichts der zu erwartenden Kosten für die betroffenen Anlagen muss eine Einführung dynamischer Netzentgelte auch im Zusammenspiel mit den anderen, z.B. den bis dahin erwartbar über das Netzanschlusspaket eingeführten Instrumenten

signifikante zusätzliche Vorteile aufweisen. Sollte sich herausstellen, dass dynamische Netzentgelte keine wesentliche, zusätzliche Kosteneinsparung für das deutsche Stromsystem bringen, sollte die BNetzA darauf verzichten. Der kostenbasierte Redispatch wird für kurzfristige Abweichungen ohnehin weiter benötigt.

Angesichts des zweifelhaften Kosten-Nutzen-Verhältnisses einer Einführung dynamischer Netzentgelte sollten die Tenorziffern 12.1 – 12.3 so angepasst werden, dass die BNetzA die Netzbetreiber nicht zu einer Einführung verpflichtet. Stattdessen sollte lediglich eine ergebnisoffene Prüfung ihrer Einführung vorgesehen werden.

Bestandsschutz ausweiten auf dynamische Netzentgelte und Anlagen mit signifikanter Modernisierung

Die beteiligten Unternehmen begrüßen den im Festlegungsentwurf gegenüber den Orientierungspapieren deutlich ausgeweiteten Bestandsschutz für bestehende Anlagen. Eine retrospektive Anwendung der neuen Regeln lehnen wir ab.

- Der Bestandsschutz sollte nicht nur Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion umfassen, sondern auch solche mit Anreizfunktion.
- Wenn dynamische Netzentgelte eingeführt würden, wären auch Wind- und Solaranlagen betroffen. Diese könnten die zusätzlichen Kosten im bestehenden Förderregime nicht weitergeben. Dadurch würden ihre Erlöse deutlich sinken und die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen und Projekte könnte gefährdet werden.
- Ähnlich wären bestehende Speicher betroffen, deren Standortwahl, insbesondere bei Pumpspeichern, unter anderen Voraussetzungen getroffen wurde und die ebenfalls in ihrer Wirtschaftlichkeit eingeschränkt zu werden drohen.
- Zudem müssen auch Anlagen nach einer signifikanten Modernisierung Bestandsschutz genießen können – in Analogie zu § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG (Erweiterung Pumpspeicher). Auch diese Modernisierungsinvestitionen wurden im Vertrauen auf den Fortbestand der Netzentgeltbefreiung getätigt und sind – zumindest für einen bestimmten Zeitraum – schützenswert.