

Netzentgeltsystematik Strom: Trotz Refom muss Großhandelspreis maßgebliches Preissignal bleiben

Stellungnahme von EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e. V. zum Festlegungsverfahren AgNes der Bundesnetzagentur – hier: Orientierungspunkte „Netzentgeltkomponenten“ vom 20.11.2025

Berlin, 16.01.2026 – Der Großhandelspreis ist das wichtigste Preissignal für Marktteilnehmer, um Angebot und Nachfrage im Strommarkt auszugleichen. Der Energiehandel begrüßt die Intention der BNetzA, durch die Netzentgeltreform die Belastung von Arbeit zu verringern und stattdessen, den wesentlichen Anteil der Netzkosten über einen Kapazitätspreis (bei Kunden oberhalb der Niederspannung) zu allokalieren. Netznutzer erhalten dadurch einen Anreiz, ihren Kapazitätsbedarf zu signalisieren, und die Kostenreflexivität der Netzentgelte wird erhöht. Anders als beim bisherigen Leistungspreis kann durch einen Kapazitätspreis, der auf eine Buchung abstellt, vermieden werden, dass Flexibilitäten aufgrund eines drohenden höheren Kapazitätspreises nicht eingesetzt werden. Die klare Trennung zwischen Finanzierungs- und Anreizfunktion bei den vorgelegten Orientierungspunkten sowie die Anerkennung, dass die Auswirkungen auf das Verhalten der Netznutzer im Zuge der Finanzierung zu minimieren sind, begrüßen wir ausdrücklich. Grundsätzlich ist es jedoch wichtig, dass der Großhandelspreis auch nach der Netzentgeltreform als maßgebliches Preissignal erhalten bleibt. Andernfalls besteht das Risiko, dass die Absicherungsfunktion der Großhandelsmärkte nicht mehr gewährleistet ist. Bei der Gestaltung zusätzlicher Anreize sollte deshalb darauf geachtet werden, die Flexibilität der Netznutzer nicht unnötig einzuschränken.

Energy Traders Deutschland (EFET D) hatte bereits im Rahmen der Konsultation am 30. Juni Stellung bezogen. Wir verzichten darauf, die Inhalte dieser Stellungnahme hier zu wiederholen und beschränken unsere Kommentierung auf die am 20.11.2025 durch die Bundesnetzagentur vorgelegten Orientierungspunkte.

Die Einführung von Netzentgelten für Stromerzeugungsanlagen und Stromspeicheranlagen lehnen wir ab, weil dies ineffizient wäre und die Verbraucherkosten nicht reduzieren würde. Wichtig wäre aus der Perspektive von Energy Traders Deutschland, dass die neue Netzentgeltsystematik auf alle netzentgeltspflichtigen Netznutzergruppen gleichzeitig angewendet wird und nicht einzelne Technologien oder Kundengruppen isoliert belastet werden.

In den Orientierungspunkten vom 20.11.2025 hat die Regulierungsbehörde klare Zielsetzungen für die Netzentgeltsystematik definiert: einerseits eine Finanzierungsfunktion, also die Befähigung der Netzbetreiber, ihre Erlösobergrenzen zu erwirtschaften. Und andererseits eine Anreizfunktion, mit dem Ziel die Kosten des Engpassmanagements zu senken. Die klare Festsetzung und Trennung dieser Ziele und die Anerkennung, dass Auswirkungen auf das Verhalten der Netznutzer im Rahmen der Finanzierungsfunktion zu minimieren sind, sind ausdrücklich zu begrüßen.

Der Großhandelspreis stellt das wichtigste Marktsignal für Marktteilnehmer dar, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Die Liquidität in den deutschen Kurz- und Langfristmärkten befähigt sowohl Verbraucher als auch Stromerzeuger, sich preislich abzusichern. Es ist wichtig, dass der Großhandelspreis als Preissignal dominant bleibt. Andernfalls besteht das Risiko, dass Großhandelsmärkte ihre Absicherungsfunktion nicht mehr erfüllen können. Bei der Gestaltung zusätzlicher Anreize sollte also darauf geachtet werden, dass die Flexibilität von Netznutzern nicht unnötig eingeschränkt wird.

Unsere Kommentare zu den Themenbereichen des Papiers im Einzelnen:

Finanzierungsfunktion für Verbraucher ab MS/NS-Ebene und NS-Kunden > 100.000 kWh

Arbeitsbasierte Netzentgelte fließen direkt in die kurzfristigen Grenzkosten des Netznutzers ein und haben daher einen großen Einfluss auf dessen Verhalten. Daher begrüßen wir die Intention der Bundesnetzagentur, die Belastung von Arbeit zu verringern. Wichtig wäre, dass der wesentliche Anteil der Kosten über die Bepreisung von Kapazität, nicht über die Bepreisung von Arbeit allokiert wird.

Auch die Belastung von Leistung oder gebuchter Kapazität könnte bei schlechter Ausgestaltung flexibilitätshemmend wirken, nämlich dann, wenn eine einmalige Erhöhung des Strombezugs eine dauerhaft höhere Kapazitätzahlung verursachen würde. Dieser Effekt wäre problematisch, da etwa in einer extremen Tiefpreisphase genau das systemdienliche Verhalten unterbleiben würde.

Die von der BNetzA zu diesem Punkt vorgeschlagene Systematik stellt einen guten Kompromiss dar. Einerseits erhalten Netznutzer einen Anreiz, ihren Kapazitätsbedarf zu signalisieren und die Kostenreflexivität wird erhöht. Andererseits wird vermieden, dass Flexibilitäten aufgrund eines drohenden höheren Kapazitätspreises zurückgehalten werden. Wichtig ist, dass die Kapazitätsbepreisung auf eine Buchung statt auf die Netzanschlusskapazität referenziert wird und keine starre Obergrenze darstellt.

Allerdings könnte auch ein zeitlich und örtlich variabler Leistungspreis, der an der zeitgleichen Jahreshöchstlast ansetzt, die Finanzierungsfunktion gut erfüllen. Diese ist für die Netzdimensionierung maßgeblich und bildet somit die strukturellen Netzkosten verursachungsgerecht ab. Der verzerrende Effekt eines Arbeitspreises würde dann nicht mehr auftreten.

Finanzierungsfunktion für Kunden in der Niederspannung <100.000 kWh

Auch an dieser Stelle begrüßen wir, dass die Belastung von Arbeit durch Netzentgelte verringert werden soll. Eine arbeitsunabhängige Entgeltkomponente, wie etwa ein Grundpreis, wäre grundsätzlich geeignet, die strukturbedingten Fixkosten des Netzbetriebs besser abzubilden. Eine stärker arbeitsunabhängige Bepreisung kann die Netzkosten verursachungsgerechter auf alle Netznutzer verteilen, insbesondere auf Prosumer in niedrigeren Spannungsebenen, die im Vergleich zur Anschlussleistung nur geringe Netzbezugsmengen haben.

Allerdings wäre ein zeitlich und örtlich variabler Leistungspreis zur Erfüllung dieser Funktion sicherlich effektiver, insbesondere, wenn dieser an der zeitgleichen Jahreshöchstlast ansetzt. Dies wäre einem Grundpreis vorzuziehen, sofern das notwendige Messwesen vorhanden ist. Dies ist derzeit jedoch tendenziell nur bei größeren Abnehmern (RLM-Messung) der Fall.

Dynamische Netzentgelte

Sofern Arbeitspreise in der Netzentgeltsystematik weiterhin vorgesehen sein werden, würde eine Dynamisierung Chancen bieten. Diese kann dazu führen, die verzerrenden Effekte von Arbeitspreisen zu reduzieren oder sogar zusätzliche, netzdienliche Effekte herbeizuführen.

Ungelöst ist nach wie vor die Abwägung des Zeitpunkts der Festsetzung der jeweiligen Netzentgelte. Unsicherheit bezüglich des Netzentgeltniveaus zum Zeitpunkt der Regelleistungsauktion oder zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion würde in Risikoprämien resultieren und somit das Energiesystem verteuern. Gleichzeitig nimmt aber die Genauigkeit und Effizienz der dynamisierten Elemente mit zunehmendem zeitlichem Abstand zum Lieferzeitpunkt ab.

Selbst eine Festsetzung von Netzentgelten am Vortag verringert die Fähigkeit von Netznutzern, sich preislich abzusichern. Denn Netznutzer können dann zum Zeitpunkt der preislichen Absicherung im Terminmarkt aufgrund der dann noch fehlenden Informationen zu Netzentgelten weniger verlässlich prognostizieren, welche Volumen sie abnehmen werden. Dies riskiert, die Liquidität von Terminmärkten zu schwächen.

Die Bestimmung der Höhe des Preissignals ist überaus herausfordernd. In ihren Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgelten vom 17.12.2025 suggeriert die Bundesnetzagentur, dem

Netznutzer die mit einem gewissen Netznutzungsverhalten erwartbaren Engpasskosten als Netzentgelt in Rechnung zu stellen. Dies ist problematisch:

- Erstens dürfte die Bestimmung dieser Kosten nicht zuverlässig möglich sein, weil diese Kosten wiederum vom Verhalten anderer und deren Reaktion auf Preis- und Netzentgeltsignale abhängen.
- Zweitens stehen diese Kosten in keinem relevanten Zusammenhang zu den Opportunitätskosten des Netznutzers. Ob dieses Netzentgelt also zu einer Verhaltensänderung des Netznutzers führt, ist reiner Zufall. Tut es das nicht, oder geht das negative Netzentgelt über das erforderliche Preissignal hinaus, so ist es ineffizient, stellt eine unnötige Kostenverteilung dar und führt zu ungewollten Mitnahmeeffekten.

Aus diesem Grund plädieren wir dafür, dynamisierte Elemente behutsam und schrittweise einzuführen. Denkbar wäre eine Weiterentwicklung der bereits erprobten, aber reformbedürftigen „Atypik-Regel“, die dann Schritt für Schritt mit dynamisierten Elementen verbessert werden könnte. Dass die Netzbetreiber zu einer solchen Dynamisierung heute in der Lage sind, darf bezweifelt werden. Dies ist aber kein Grund, von diesem Schritt abzusehen.

Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ)

Geografisch differenzierte BKZ dienen in erster Linie der Steuerung der Standortsuche. Die Finanzierungsfunktion steht dabei nicht im Mittelpunkt. Wenn die BKZ zum Investitionszeitpunkt bekannt sind, können sie bei der Standortsuche, in der Planung, in Business Cases und bei Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden. Wir stimmen der Bundesnetzagentur zu, dass die Erhebung von BKZ ein sinnvolles Lenkungssignal für neue Investitionen sein kann.

Der Strommarkt kann seine Wirkung nur bei weitgehender Diskriminierungsfreiheit voll entfalten. Netzbetreiber können mithilfe von BKZs die Wahl des Anschlussortes beeinflussen. BKZs dürfen sich daher nicht nur auf die Verbraucher auswirken, sondern müssen auch einen effizienten Netzausbau fördern.

Dafür braucht es Transparenz und Vergleichbarkeit bezüglich der Kosten unterschiedlicher Standorte, keine zu grobe Pauschalierung. Der Ermittlungsaufwand ist kein geeignetes Kriterium, um eine kosteneffiziente Allokation von Anlagen zu erreichen und sogar eine verpflichtende Erhebung geprüft werden soll.

Antworten auf die Fragen der Bundesnetzagentur

Gibt es eine geeignetere Möglichkeit, Überschreitungen der bestellten Kapazität zuzulassen?

➤ EFET D: Nein. Es wäre wichtig, dass Überschreitungen moderat bepreist werden, um die Flexibilität nicht einzuschränken.

Wie sollte die Parametrierung ausgestaltet werden? Wie kann der Erlösanteil aus Kapazitätsbestellung begründet werden?

➤ EFET D: Der Kapazitätspreis sollte einen großen Teil der Kosten für die netzbedingte Spitzenlast decken.

Welche verbindlichen Vorgaben in der Festlegung werden für so ein Modell gebraucht – wo darf es Spielräume geben?

➤ EFET D: Es muss ein Rahmen für die Aufteilung der Kosten in KP, AP1 und AP2 vorgegeben werden.

Braucht es in diesem Modell Vorgaben zur Bestellung einer Mindestkapazität, um bei allen adressierten Verbrauchern auch eine Beteiligung über die Kapazitätspreiskomponente sicherzustellen?

➤ EFET D: Nein, die Höhe der bestellten Kapazität sollte eine kommerzielle Entscheidung sein.

Kunden in der Niederspannung < 100.000 kWh

Welches Modell ist aus Ihrer Sicht geeignet, um Prosumer an der Netzfinanzierung adäquat zu beteiligen, ohne dabei neue Nachteile zu schaffen?

➤ EFET D: Wir begrüßen eine Verringerung von Arbeitspreisen, halten aber einen Leistungs- oder Kapazitätspreis für effizienter als einen Grundpreis.

Wäre eine direkte Netza abrechnung mit Haushalten trotz des für die Netzbetreiber damit verbundenen Zusatzaufwandes wünschenswert, damit die Regelungen auch bei den Haushalten ankommen?

➤ EFET D: Wirkt nicht praktikabel.

Welche Einführungsdauer wird gesehen, wenn alle Fragen geklärt sind?

➤ EFET D: Es sollte ausreichend Zeit sein, um sich auf die Änderungen einzustellen, somit > 2 Jahre nach Bekanntgabe des Zielmodells und Finalisierung der MaKo und der Einführung.

Soll der Verteilnetzbetreiber das Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis abgesehen von generellen, aber unbestimmten Anforderungen der Angemessenheit und der Diskriminierungsfreiheit frei bestimmen dürfen?

➤ EFET D: Ja, innerhalb von Leitplanken bezüglich der Kostenaufteilung.

ANREIZFUNKTION

- Anreize für das Nutzungsverhalten

Nach welchen Kriterien sollte über die gestaffelte Einführung von dynamischen Entgelten entschieden werden?

➤ EFET D: Digitalisierung z.B. Verfügbarkeit von Messinfrastruktur, Umsetzbarkeit, volkswirtschaftliche Kosten und Nutzen.

Stellen Speicher oder andere Gruppen auf höheren Spannungsebenen eine geeignete Nutzergruppe zum Start dar?

➤ EFET D: Speicher und Erzeuger sollten keine Netzentgelte bezahlen.

Wie schnell kann das Zielmodell auf weitere Netzebenen ausgerollt werden?

➤ EFET D: Ein Ausrollen auf weitere Netzebenen erscheint in naher Zukunft nicht realistisch.

Wie bewerten Sie Zwischenschritte mit geringerer Dynamik (z.B. Zeitfenster bezogen aufs gesamte Netzgebiet), wenn die Einführung mehr als 5 Jahre dauern sollte?

➤ EFET D: Zwischenschritte wären zu begrüßen, bspw. eine Weiterentwicklung der „Atypik“.

Welche weiteren Nutzergruppen sollen zu welchem Zeitpunkt einbezogen werden (Erzeuger, Industrie, steuerbare Verbraucher? Was ist dabei zu beachten?

➤ EFET D: Netzentgelte für Erzeuger und Speicher lehnen wir ab.

Wie soll mit § 14a-Modul 3 verfahren werden?

➤ EFET D: § 14a-Modul 3 könnte als Basis dienen und in den neuen Regelungen aufgehen.

- Anreize für Investitionsentscheidungen

Sollte den Netzbetreibern die Erhebung von Baukostenzuschüssen freigestellt bleiben oder sollte die Erhebung von BKZ verpflichtend werden?

➤ EFET D: Verpflichtend, um überhöhte Anschlusskapazitäten zu vermeiden.

Wird eine Orientierung und Bemessung an im Einzelfall zu ermittelnden Netzausbaukosten oder eine pauschale Bemessung von Baukostenzuschüssen bevorzugt?

➤ EFET D: Pauschal – einfacher, planbarer.

Nach welchen Maßstäben sollte eine Parametrierung erfolgen?

➤ EFET D: Leistung, Engpass.

Sollten Baukostenzuschüsse (auch) zur Allokationssteuerung eingesetzt werden? Sollten dazu innerhalb eines Netzgebiet räumliche Differenzierungen von BKZ vorgesehen oder möglich werden?

➤ EFET D: Ja, der BKZ kann als Standortanreiz dienen.

Über uns: Energy Traders Deutschland setzt sich ein für die Förderung des Energiehandels in offenen, transparenten und liquiden Großhandelsmärkten in Deutschland und in Europa – uneinträchtig von Staatsgrenzen oder anderen Barrieren.