



Hintergrundpapier

27. Mai 2026

BNetzA präsentiert erstmals ein Gesamtkonzept für zukünftige Netzentgelte Strom ab 2029

Hintergrund und Motivation

Nach intensiver Diskussion mit allen Netznutzergruppen und eingehender Analyse stellt die Bundesnetzagentur heute in Bonn ihr Konzept vor, mit dem die Netzkosten der Strom-Verteiler- und Strom-Übertragungsnetzbetreiber ab 2029 auf die Netznutzer verteilt werden sollen. Es geht hier um ein Volumen von **ca. 37 Mrd. € Netzkosten** im Jahr. Die Netzkosten machen ca. 30 % der Stromkosten eines Haushalts aus.

Die Präsentation fasst den **vorläufigen Meinungsstand** der Bundesnetzagentur zum 27. Mai 2026 zusammen. Vorausgegangen sind nach dem Auftakt am 2. und 3. Juni 2025 zahlreiche Expertenanhörungen und Konsultationen zu Einzelthemen. Es soll ein Eindruck vermittelt werden, auf welchem Zwischenstand die Konsultation eines Festlegungsentwurfes beginnen soll. Das Verfahren und auch der Meinungsbildungsprozess sind damit nicht abgeschlossen.

Die **Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)** betrifft ab 2029 neben Verbrauchern aller Größen erstmals auch Erzeuger und regelt die Kostenverteilung zwischen den Netzbetreibern neu.

Eine **förmliche Konsultation** des vollständigen Entwurfs der Rahmenfestlegung AgNes beginnt voraussichtlich **im Sommer 2026** und soll Ende 2026 abgeschlossen werden. Es werden in den folgenden Jahren weitere Folge-Festlegungen im Rahmen von AgNes folgen.

Die Festlegung war nötig geworden, da aufgrund eines **Urteils des Europäischen Gerichtshofs** die bestehenden, gesetzlichen Vorgaben (aus der Stromnetzentgeltverordnung) zum 31.12.2028 vom Deutschen Bundestag aufgehoben werden mussten. Ohne die Neuregelung gäbe es eine große Unsicherheit und keine klaren Spielregeln für die Entgeltbildung für die Stromnetze.

Durch die geplante Festlegung zum Jahresende 2026 sollen die Netzbetreiber, Lieferanten und alle anderen Akteure zwei Jahre Zeit haben, die Regelungen umzusetzen. **Zwei Jahre sind knapp bemessen**, weil dazu die Abrechnung von Millionen von Netzanschlüssen und Lieferverträgen aller derer, die das Stromnetz heute und künftig nutzen, einschließlich der Kommunikation zwischen Netzbetreibern und Lieferanten angepasst werden muss.

Die Regeln, nach denen heute die Netznutzung bepreist wird, stehen ganz überwiegend in der Stromnetzentgeltverordnung aus dem Jahr 2005. Angesichts der Veränderungen der Energielandschaft der letzten 20 Jahre wird deutlich, dass sich auch unabhängig vom Urteil des EuGH ein **Aktualisierungsbedarf** ergibt:

- Netz- und Engpassmanagementkosten steigen,
- Teile der Netznutzer tragen einen immer größeren, andere einen immer kleineren Anteil der Netzkosten,
- die Stromeinspeisung erfolgt zunehmend volatil,
- Netzanschlusskapazitäten werden knapp.

Die **Ziele** für die Systemanpassung sind kurz zusammengefasst:

- Kosten da vereinnahmen, wo sie anfallen,
- knappe Kapazitäten mit einem Preis versehen,
- Netzbetrieb und -ausbau sicher finanzieren,
- Engpassmanagementkosten vermeiden,
- Flexibilität unterstützen sowie
- das System optimieren und Netzausbau dämpfen.

Leitstruktur der neuen Entgeltsystematik

Die Bundesnetzagentur unterscheidet in der neuen Entgeltsystematik zwischen

- **Netzentgelten zur sicheren Finanzierung der Netze** (Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion) und
- **Netzentgelten, die ein besonderes, netzorientiertes Verhalten anreizen sollen** (dynamische Entgelte und Baukostenzuschüsse).

Eine planbare und sichere Finanzierung der Netzkosten der ca. 860 Stromnetzbetreiber in Deutschland in der Energiewende ist insbesondere angesichts der hohen Investitionen wichtig. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2025 durch die Neuregelung der Anreizregulierungsverordnung im **sog. NEST-Prozess** Effizienzanforderungen an die Stromnetzbetreiber neu geregelt und verschärft. Vor dem Hintergrund der anstehenden erheblichen Investitionsvolumen ist Kosteneffizienz ein Schlüssel zur Dämpfung der Kosten.

Im AgNes Prozess geht es jetzt primär um die **Verteilung der Kosten** auf alle, die das Netz nutzen, also die Bildung der Preise für die Netznutzung.

Kernelemente im AgNes Prozess

Drei sichere Kernelemente der Reform der Netzentgelte zur Finanzierung der Netze sind:

1. Für **ca. 40 Mio. Haushaltskunden** in der Niederspannung ändert sich systematisch nicht viel. Ihr Netzentgelt bemisst sich – wie in den meisten Netzgebieten heute schon – nach einem Grundpreis in €/Jahr und einem Arbeitspreis in €-Cent/kWh. Allerdings gibt es künftig verbindliche Vorgaben für die Grundpreise für alle Netzbetreiber. Dies schließt die Verpflichtung ein, einen Grundpreis zu erheben, deckelt die Höhe aber auch auf ein nicht zu überschreitendes Niveau. Verbraucher, die in den letzten Jahren mit einer Solaranlage ihre Entnahmemenge aus dem Netz stark reduzieren konnten, aber sich natürlich weiterhin auf

eine jederzeitige Versorgung aus dem Netz verlassen („**Prosumer**“), zahlen künftig einen höheren Grundpreis. Damit beteiligen sie sich wieder etwas stärker an der Netzfinanzierung. Die zusätzliche Belastung für diese Verbraucher wird nach Erwartung der Behörde – lokal unterschiedlich – voraussichtlich nicht mehr als 100 € im Jahr betragen.

2. Für **Verbraucher mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch** wird der heutige Leistungspreis durch einen Kapazitätspreis in €/kW/Jahr und einen Preiszuschlag in €-Cent/kWh bei Überschreitung der bestellten Kapazität ersetzt. Zusätzlich gibt es auch hier weiterhin einen Arbeitspreis in €-Cent/kWh für Verbräuche im Rahmen der bestellten Kapazität. Damit löst die Behörde für gewerbliche und industrielle Verbraucher die wirtschaftlichen Beschränkungen zu punktuell höherem Leistungsbezug bei sehr niedrigen Strompreisen. Die gewählte Ausgestaltung wird mehr Verbrauchsflexibilität ermöglichen.
3. Neu geregelt wird auch die **Kostenverteilung der Netzbetreiber untereinander**. Im Jahr 2024 hatte die Bundesnetzagentur verfügt, dass Verteilernetzbetreiber und ihre Kunden, die besonders hohe Netzkosten durch den Netzausbau für Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen tragen, diese EE-bedingten Mehrkosten nicht mehr alleine zahlen müssen. Diese Anteile werden seitdem als „Aufschlag für besondere Netznutzung“ bundesweit gleichmäßig getragen. Im Jahr 2026 handelt es sich um 2,725 Mrd. €. Dieser Verteilungsmechanismus wird nunmehr ab 2029 um eine systematisch neue Verteilung der Übertragungsnetzkosten und aller anderen Netzkosten ergänzt, die sich Netzbetreiber untereinander ausgleichen (sog. vorgelagerte Netzkosten). Bisher war auch hier der Leistungspreis/Arbeitspreis maßgeblich, wie bei normalen Verbrauchern. Eine zu bestellende Kapazität zwischen Netzbetreibern ergibt aber keinen Sinn, weil Netzbetreiber die Strommenge in ihrem Netz nicht beeinflussen können, sie stellen die Infrastruktur für ihre Kunden zur Verfügung – bei Sonne oder Regen, bei Wirtschaftsboom oder Konjunkturflaute. Netzbetreiber liefern und verbrauchen diesen Strom selbst aber nicht. Künftig werden die vorgelagerten Netzkosten nach der Stromverbrauchsmenge geschlüsselt. Denn das vorgelagerte Netzsystem muss jederzeit auch bei Ausfall der dezentralen Einspeisung in der Lage sein, diese Stromverbrauchsmenge bereitzustellen. Die BNetzA nennt das „netzbezogener Letztverbrauch“. Angenähert festgestellt wird dieser Verbrauch durch den gemessenen Verbrauch des der Entgeltbildung vorangehenden Jahres.

Weitere Themen sollen wie folgt geregelt werden:

4. **Betreiber von Stromspeichern** (Batteriespeicher und Pumpspeicher) nutzen das Netz und zahlen deshalb künftig einen moderaten Kapazitätspreis. Damit werden sie an der Finanzierung des Stromnetzes beteiligt. Damit spiegelt die Bundesnetzagentur ihre besondere Funktion im Stromversorgungssystem der Zukunft als Flexibilitätsbereitsteller bei Verbrauch und Erzeugung wider. Arbeits- und damit mengenbezogene Netzentgelte zur Finanzierung werden für Speicher nicht erhoben. Ebenfalls nimmt die Bundesnetzagentur Abstand von ihrer ursprünglichen Überlegung, die Entgelte für alle Speicher ab 1.1.2029 einzuführen. Vielmehr beginnt die Entgelterhebung erst nach Auslaufen von Sonderregelungen des §118 Abs. 6 EnWG, soweit diese einschlägig sind. Die durch das Gesetz geschaffenen Erwartungen der Entgeltbefreiung bleiben bezüglich der Kapazitätsbepreisung erhalten. Die Regelung gilt nicht für Heimspeicher in der Niederspannung. Diese zahlen weiterhin kein gesondertes Netzentgelt.
5. Die Bundesnetzagentur kündigt an, künftig auch **Erzeugungsanlagen an der Netzfinanzierung zu beteiligen**. Diese sind bislang entgeltbefreit. Künftig sollen Erzeugungsanlagen ebenfalls einen moderaten jährlichen Kapazitätspreis zur Finanzierung der Netze beitragen. Auch hier kommt eine begrenzte Kapazitätsbepreisung ohne Arbeitspreisanteile zur

Anwendung. Das Entgelt für Erzeugungsanlagen ist europarechtlich eingeschränkt und wird vss. zu Beginn 4-7 EUR/kW/Jahr betragen. Ausnahmen gelten für Bestandsanlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren ab erstmaliger Inbetriebnahme. Der so gesetzte Kapazitätspreis wirkt sich kaum auf den Marktpreis aus und hat das Potential, über die Jahre bis zu 2 Mrd. EUR/Jahr zu den Netzkosten beizutragen. Steckersolargeräte werden hiervon nicht erfasst. „Prosumer“ werden lediglich durch den höheren Grundpreis belastet, zahlen aber ebenfalls keine Kapazitätsentgelte. Auch bei der Neueinführung von Einspeiseentgelten stellen sich Fragen des Vertrauensschutzes. Auch hier bewegt sich die Bundesnetzagentur deutlich auf die Betreiber zu. Wir werden Vertrauensschutz in enger Anlehnung an die gesetzliche Wertung des § 118 Abs. 6 EnWG gewähren. Teilnehmer an Ausschreibungen müssen die neuen Kapazitätsentgelte nicht zahlen und entsprechend nicht einkalkulieren, wenn die Gebote vor dem Inkrafttreten der AgNes-Rahmen-Festlegung, das nicht vor dem 01.01.2027 erfolgen wird, abgegeben werden. Dadurch werden wir auch eine angemessene Regelung für die neuen Kraftwerksausschreibungen erlassen.

6. Dynamische Entgelte sind neben Kapazitätsentgelten zur Netzfinanzierung ein integraler Bestandteil der Überlegungen zum neuen Entgeltsystem. Die Überlegungen hierzu werden im Folgeabschnitt vertieft. **Dynamische Netzentgelte** sollen nach erweiterten Analysen im Jahr 2027 frühestens ab dem Jahr 2030 und beginnend mit Speichern auf den höchsten Spannungsebenen gestaffelt eingeführt werden.
7. Zu **Sonderentgelten für industrielle Großverbraucher** (bisher mit Sonderentgelten nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung) soll nach finaler Bestimmung des Grundmodells der Rahmen-Festlegung und zusätzlichen Erkenntnissen aus laufenden Pilotprojekten in einer gesonderten Folgefestlegung im Jahr 2027 entschieden werden. Mit der AgNes-Rahmen-Festlegung ergehen Übergangsregelungen im Hinblick auf bisher genutzten Regelungen zur Bandlast und zur Atypik: Die Bandlast wird für Bestandskunden generell bis zum 31.12.2031 verlängert. Die atypische Netznutzung erfährt keine generelle Verlängerung; vorgesehen ist aber ein übergangsweiser Erhalt der Rabattstruktur für wirkmächtige industrielle atypische Nutzer mit einer jährlichen Abnahme ab 10 GWh.

Netzentgelte mit Anreizen für netzorientiertes Nutzungsverhalten

Hinsichtlich der Einführung dynamischer Netzentgelte kommt die Bundesnetzagentur gegenwärtig zu folgender Einschätzung:

- Die Bundesnetzagentur ist überzeugt, dass eine Reduktion des Redispatchbedarfs notwendig ist und dazu auch dynamische Preissignale aus den Netzen geeignet sind. Eingriffe in den Markt finden bereits heute an jedem Tag eines Jahres statt. Die Kosten für geplante Redispatch- oder andere Engpassmaßnahmen der ÜNB belaufen sich schon im Jahr 2025 auf 3,06 Mrd. € (inklusive der Vorhaltekosten für Reservekraftwerke).
- **Die Volatilität im Stromsystem steigt – und damit auch die Preisspreads.** Bei hohen Preisspreads treten niedrige oder sogar negative Preise häufiger auf. Es ist attraktiv, diese Preise auch zu nutzen – z.B. zur Einspeicherung. In Fällen, in denen das Netz den Strom aber nicht zum richtigen Ort transportieren kann, entstehen hohe Aufwände durch die Abregelung und Ausgleich durch die Netzbetreiber (Redispatch).
- Ziel der dynamischen Entgelte ist es, den Marktteilnehmern in für das Netz schwierigen Situationen **starke finanzielle Signale** zu geben, durch ihr Verhalten das Netz nicht weiter zu belasten.

- Die Rückmeldungen und bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Konzeptionierung einen hohen **Analysebedarf erfordert**. Dies betrifft die Rückwirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt, auf den Redispatch, Umverteilungswirkungen zwischen Marktakteuren und die praktische Umsetzbarkeit. Eine Regelung, die die Bundesnetzagentur schafft, muss positive Wirkungen für das Gesamtsystem auslösen und praktisch umsetzbar sein. Ein konkretes Konzept soll im Jahr 2027 entwickelt und in seinen Wirkungen untersucht werden, um auf dieser Grundlage ein zielführendes und funktionierendes System festzulegen.
- Der folgende **Zeitplan zur möglichen Einführung** dynamischer Netzentgelte, soll schon heute weitestmögliche Planungssicherheit für die Marktteilnehmenden erreichen:
 - **Dynamische Netzentgelte für Speicher** sollen frühestens 2030 eingeführt werden, möglichst aber bis 2033. **Dynamische Netzentgelte für Einspeiser** sollen frühestens 2032 eingeführt werden, möglichst aber bis 2035. Eine Ausnahme gilt hier für Offshore-Windenergieanlagen.
 - **Dynamische Netzentgelte für Elektrolyseure** bleiben - nach einer erfolgreichen Einführung für Speicher - vorstellbar, weil diese Verbraucher über hohes Flexibilitätspotential verfügen und die jetzt entstehenden Elektrolyseure bei einer passenden Standortwahl von den dynamischen Netzentgelten profitieren würden. Gleichzeitig sollte vor Einführung Klarheit über die rechtlichen Anpassungen auf der europäischen Ebene bestehen.
 - Im Bezug auf **Flexibilitätspotentiale in der Niederspannung** soll schnell und kontinuierlich an den Potentialen der Weiterentwicklung des zeitvariablen Netzentgelts für Heimspeicherbetreiber und Elektroautos weitergearbeitet werden. Denkbar ist die Einbeziehung von Verbrauchern in der Niederspannung im Rahmen eines opt-in, welches so früh wie technisch möglich eingeführt werden soll.
 - Bei großen Stromverbrauchern sind ihre Potentiale für das Netz in die Diskussion um die **Sondernetzentgelte für die Industrie** eingebettet.
 - Ab 2027 soll an einem Regelwerk für **Baukostenzuschüsse für Einspeiser** sowie für die **Implementierung von Flexible Connection Agreements (FCA)** gearbeitet werden. Beide Maßnahmen flankieren die durch AgNes angestrebten Ziele und müssen daher in der Abwägung berücksichtigt werden.