

Stellungnahme des VIK zum Sachstandspapier Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA vom 17. Februar 2026

Grundsatzbewertung

Die Bundesnetzagentur strebt in der künftigen Netzentgeltsystematik eine stärkere kostenreflexive Beteiligung aller Netznutzergruppen an. Da die zukünftigen Netzausbaukosten in immer stärkerem Maße von volatilen Einspeisern und nicht mehr hauptsächlich von den Abnehmern determiniert werden, ist es nur folgerichtig, alle Nutzergruppen und somit auch die Einspeiser zu beteiligen. Einspeiserentgelte sollten allerdings sachgerecht nur dort erhoben werden, wo Erzeugungsanlagen nachweislich netzseitige Mehrkosten verursachen – etwa durch zusätzlichen Netzausbaubedarf oder erhöhte Redispatchkosten. Diese Kriterien treffen typischerweise auf volatile und nicht steuerbare Stromerzeugungsanlagen zu. Sie sind hingegen nicht auf industrielle KWK-Anlagen oder sonstige Erzeugungsanlagen übertragbar, die lastnah und bedarfsgerecht für industrielle Abnehmer Strom erzeugen und regelmäßig systemdienlich betrieben werden. Ein Einspeiseentgelt für diese Anlagentypen würde die Energiewendekompetenz (etwa die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Nutzung von PPAs) der Industrie schwächen, den Fortbestand systemrelevanter, dezentraler KWK-Anlagen gefährden und nur begrenzte netzsystementlastende Wirkung entfalten.

Vor diesen Hintergründen spricht sich der VIK für die Einführung von regional differenzierten Baukostenzuschüssen (BKZ) für Erzeuger aus. Für eine mögliche Einführung von Einspeiseentgelten müsste zunächst eine sorgfältige quantitative Kosten-Nutzen-Analyse vorgenommen werden, die sowohl Preiswirkungen (mögliche Überwälzung auf Letztverbraucher), Anreizeffekte auf das Erzeugungsverhalten sowie Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugern in den Blick nimmt und dabei die unterschiedlichen Gruppen von Erzeugern sowie Erzeugungs-Verbrauchs-Konstellationen (industrielle Setups) berücksichtigt.

Kurzzusammenfassung

- Regional differenzierte Baukostenzuschüsse einführen
- Einspeiseentgelte nicht ohne ausführliche (und positive) Nutzen-Kosten-Analyse unter Nutzung von Praxis-Erprobungen einführen
- Wechselwirkungen mit Strompreisen, Direktlieferverträgen, Redispatch und Wärmesysteme sowie Auswirkungen auf die Netzentgeltniveaus einzelner Nutzergruppen und Netzebenen quantitativ analysieren

- Dezentrale industrielle KWK-Anlagen und PPA-Erzeugungsanlagen als wesentliche Elemente der industriellen Energieversorgung berücksichtigen

2. Preiswirkung eines Einspeiseentgeltes

Die Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzinfrastruktur kann grundsätzlich zur Verbreiterung der Kostenträgerbasis beitragen. Ein Vorschlag, welchen die derzeit stark und alleinig durch Netzentgelte belasteten Stromverbraucher begrüßen können. Allerdings ist die Wirkung von Einspeiseentgelten auf die Entlastung der Verbraucher unsicher.

Geförderte Stromerzeugungsanlagen würden ein Einspeiseentgelt in ihre Gebote oder Förderbedarfe einpreisen. Dadurch steigen die Kosten staatlicher Förderinstrumente oder mittelbar die Strompreise bzw. Umlagen. Nicht geförderte Erzeugungsanlagen würden die Netznutzungsentgelte in ihre Gebote am Großhandelsmarkt einpreisen, was im Fall des preissetzenden Kraftwerks zu einer entsprechenden Erhöhung des Börsenpreises führen würde. Bestehende und künftige Direktlieferverträge, insbesondere industrielle PPAs, würden sich verteuern und in ihrer „Bankability“ verschlechtern. In all diesen Fällen würden industrielle Letztverbraucher unmittelbar belastet, ohne dass eine mindestens äquivalente Senkung der Netzentgelte auf der Verbrauchsseite sicher gewährleistet wäre.

Kapazitätsbezogene Einspeiseentgelte wirken zudem unabhängig vom tatsächlichen Einsatzverhalten der Anlagen und dienen vorrangig der Finanzierungsfunktion. Eine zielgerichtete Lenkungswirkung in Richtung netzdienlicher Fahrweisen ist daher nicht zu erwarten. Bei Neuanlagen könnten zwar Anreize für die Standortwahl gesetzt werden, tatsächlich wird die Standortwahl jedoch regelmäßig stärker durch Netzanschlussmöglichkeiten, Flächenverfügbarkeit, Genehmigungen, Ressourcenstandorte und Abnahmebeziehungen geprägt. Vor diesem Hintergrund erscheint es aus Sicht des VIK erforderlich, die Netto-Entlastungswirkung für Verbraucher sowie die Verteilungswirkungen zwischen Marktakteuren quantitativ zu untersuchen, bevor die Ausgestaltung eines Einspeiseentgeltes festgelegt werden kann.

Um eine Netzkostenentlastung herbeizuführen, könnte ein Instrument sinnvoll sein, das für volatile Erzeuger Anreize setzt, ihre Einspeisung ins Netz zu verstetigen, soweit dieser fluktuierenden Einspeisung keine entsprechende systemintegrierende Abnahme (wie dies bspw. bei industriellen PPAs der Fall ist) gegenübersteht. Eine solche Verstetigung könnte etwa durch den Einsatz von erzeugungsnahen Speichern erfolgen. Es sollte geprüft werden, inwiefern sich ein solcher Anreiz bspw. durch eine kapazitätsbezogene Entgeltkomponente für volatile Erzeuger setzen lässt, oder ob andere Instrumente etwa im Bereich des EEG dazu besser geeignet sind.

3. Netzentlastung durch Anreizfunktion

Dynamische Einspeiseentgelte können grundsätzlich dazu beitragen, netzrelevante Auswirkungen der Einsatzentscheidungen von Erzeugungsanlagen stärker zu internalisieren und Engpasssituationen zu berücksichtigen. Gleichzeitig bestehen aus Sicht des VIK erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich ihrer tatsächlichen Wirkung und ihrer Einbettung in die bestehenden Systemprozesse. Die in der VIK-Stellungnahme zu „dynamischen Netzentgelten“ vom 27.02.2026 geäußerten Bedenken zum Kosten-Nutzen-Verhältnis – insbesondere mit Blick auf Einführungs-, Umsetzungs- und Prozessaufwände – gelten in gleicher Weise auch für Einspeiseentgelte. Es ist offen, in welchem Umfang dynamische Einspeiseentgelte tatsächlich zu einer Reduktion von Engpass- und Redispatchkosten führen. Die bestehenden Redispatch-Abläufe sind heute eng auf die Bewirtschaftung konkreter Netzengpässe abgestimmt. Es ist bislang nicht belastbar geklärt, wie zusätzliche preisliche Signale auf Einspeiseseite das Redispatch-Geschehen beeinflussen und ob sie zu einer netzdienlichen Verhaltensänderung führen oder lediglich bestehende Maßnahmen überlagern.

Zum anderen besteht das Risiko von unerwünschten Überreaktionen. In solchen Fällen würde zwar Einspeisung angepasst, ohne dass sich der Redispatch-Aufwand entsprechend verringert; zugleich könnten neue Risiken für Marktprozesse und Systemstabilität entstehen. Aus Sicht des VIK sind daher zwei Extremszenarien zu berücksichtigen: Einerseits könnte das Einspeiseentgelt keine relevante Verhaltensänderung auslösen und damit wirkungslos bleiben. Andererseits könnte es zu einer übermäßigen Reaktion kommen, die zwar zu Einspeisungsanpassung führt, jedoch weiterhin Redispatch erfordert oder sogar zusätzliche systemische Probleme verursacht.

Mögliche Auswirkungen einer zu hohen oder zu niedrigen Festlegung eines dynamischen Einspeiseentgelts für den Redispatch werden in folgender Tabelle zusammengefasst:

Dyn. Einspeise-entgelt	Vor Engpass	Hinter Engpass	Systemischer Effekt
Zu niedrig	Keine Reaktion von Einspeisern	ÜNB nutzen Markt-/Reservekraftwerke	- Kein unmittelbarer Nutzen. - Redispatch bleibt notwendig. - Kosten für PPA-Abnehmer steigen.
Zu hoch	Überreaktion mit stärkerer Abregelung als notwendig	Höherer Einsatz steuerbarer Anlagen im Markt	- Übermäßige Drosselung der PPA-Erzeugung. - Höhere CO₂-Emissionen als nötig. - Überproportional steigende Börsenstrompreise. - Netzreserve generiert weitere Kosten ohne volkswirtschaftlichen Nutzen.

Datum: 27.03.2026

Vor diesem Hintergrund ist eine vorgelagerte Kosten-Nutzen-Analyse sowie eine schrittweise, eng begleitete Erprobung unabdingbar, bevor dynamische Einspeiseentgelte breit eingeführt werden. Ähnlich wie bei der Diskussion um die Preiszonenteilung, ist auch zu berücksichtigen, dass der bereits geplante bzw. im Ausbau befindliche Netzausbau die Redispatchmaßnahmen auf ein vertretbares Maß senken soll. Regionale oder engpassbezogene Einspeiseentgelte dürfen zudem keine impliziten Standortnachteile für Industrieunternehmen in strukturellen Engpassregionen erzeugen. Andernfalls drohen investitions- und wettbewerbsschädliche Effekte ähnlich einer impliziten Preiszonendifferenzierung. Daher ist fraglich, ob die Einführung eines derart komplexen Instruments zu Lasten berechenbarer Netzentgelte zielführend ist.

4. Differenzierung nach Erzeugungstypen, Direktlieferverträgen und industriellen Konstellationen

Für die Bewertung von Einspeiseentgelten ist aus Sicht des VIK eine sachgerechte Differenzierung nach Art und Funktion der Erzeugungsanlagen zwingend erforderlich.

Industrielle KWK-Anlagen dienen vorrangig der Versorgung industrieller Produktionsprozesse mit Strom und Wärme. Sie sind in der Regel wärmegeführt, standortnah und ortsunflexibel. Ihre Einspeisung erfolgt häufig nur in begrenztem Umfang und typischerweise nicht als Treiber netzbedingter Mehrkosten, wie auch die bestehende Festlegung der Bundesnetzagentur zum Abbau vermiedenen Netzentgelten vom 17.02.2026 nicht verneint [S. 19; Rz. 57]. Nach den Vorschlägen der Bundesnetzagentur würden diese Anlagen gleichwohl von der Anreizfunktion erfasst und zugleich über einen Kapazitätspreis dauerhaft an der Netzfinanzierung beteiligt, ohne dass die Wirkungen belastbar quantifiziert wären. Dies würde somit Anlagen betreffen, die nicht Treiber von Engpässen sind und vielfach einen netzentlastenden Effekt entfalten. Außerdem werden die Wechselwirkungen eines Einspeiseentgeltes zwischen dem Strom- und Wärmesystem von der Bundesnetzagentur im Orientierungspapier nicht adressiert, sollten aber im weiteren Diskussionsprozess dringend berücksichtigt werden. Es ist davon auszugehen, dass zusätzliche Kosten durch Einspeisenentgelte, die nicht über den Strompreis weitergewälzt werden können, bei KWK-Anlagen sowohl im Industrie- als auch im Fernwärmesektor auf die Wärmeverbraucher weitergewälzt werden.

Erneuerbare Erzeugungsanlagen, deren Geschäftsmodell nicht auf einer staatlichen Förderung, sondern auf Direktlieferverträgen (z. B. PPAs) mit festen Lieferverpflichtungen gegenüber bestimmten Verbrauchergruppen bestehen, sind ein zentraler und immer wichtiger werdender Baustein für die Stromversorgung industrieller Abnehmer. Sie leisten einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung



Datum: 27.03.2026

industrieller Produktionsprozesse, zur Erreichung der Klimaziele sowie zur Erfüllung rechtlicher und regulatorischer Anforderungen, etwa im Rahmen der Strompreiskompensation (SPK), des Carbon Leakage-Schutzes im Rahmen des nationalen Emissionshandels (BECV), der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) oder perspektivisch eines Industriestrompreises (ISP).

Werden diese, häufig langfristig vertraglich gebundenen Lieferbeziehungen durch Einspeiseentgelte verteuert, oder durch Übersteuerung der Erzeugung beeinträchtigt, steigen die Strompreise für industrielle Abnehmer. Zugleich droht die Verfehlung relevanter Grünstrom- und Transformationsziele, etwa im Rahmen von ökologischen Gegenleistungen bei SPK, BECV, BesAR und perspektivisch ISP. Damit würden industrielle Energiewendekompetenzen, also der Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem, erschwert und Effekte ausgelöst, die der staatlich intendierten Entlastung bei den o.g. Maßnahmen entgegenlaufen. Zudem ist davon auszugehen, dass bereits die Ankündigung von Einspeiseentgelten zu Nachverhandlungen bestehender PPAs führt, was zusätzliche Unsicherheit für Investitionen auf beiden Seiten erzeugt.

Eine pauschale Einbeziehung der beschriebenen Anlagentypen in Einspeiseentgelte würde daher dem Grundsatz der Kostenreflexivität widersprechen und/oder zentrale industrie- und klimapolitische Zielsetzungen konterkarieren. Pläne, die Auktionsanlagen von einem möglichen Einspeiseentgelten zu befreien wären im Allgemeinen nicht sachgerecht, weil diese Anlagen nicht pauschal netzentlastend wirken.

Datum: 27.03.2026

5. Baukostenzuschüsse für Einspeiser

Der VIK bewertet regional differenzierte und verursachungsgerechte Baukostenzuschüsse (BKZ) als positive und überzeugende Option zur Beteiligung von Einspeisern an netzbedingten Kosten. BKZ setzen an der Dimensionierung des Netzanschlusses an, sind vergleichsweise einfach auszugestalten, administrativ handhabbar und zeitnah implementierbar.

Sie entfalten eine zielgerichtete Anreizwirkung auf Investitionsentscheidungen, insbesondere im Hinblick auf zusätzliche volatile Erzeugungskapazitäten oder bei Reinvestition/Repowering, ohne laufend in Markt- und Betriebsprozesse einzugreifen. Damit können BKZ einen Beitrag zur Begrenzung zukünftiger Netzausbaukosten leisten. Dabei muss die konkrete Ermittlungsmethodik der BKZ regional differenziert, transparent, planbar und investitionsverträglich an die zukünftigen Herausforderungen für das Stromsystem angepasst werden.

Ergänzend zu Baukostenzuschüssen könnten auch anschlussrechtliche Instrumente – etwa die im Kontext des geleakten Netzanschlusspakets diskutierten Redispatch-Vorbehalte – eine wirksame Steuerungsfunktion entfalten und sollten im weiteren Prozess mitgedacht werden.

Der VIK ist seit 1947 die Interessenvertretung industrieller und gewerblicher Energienutzer in Deutschland. Er ist ein branchenübergreifender Wirtschaftsverband mit Mitgliedsunternehmen aus den unterschiedlichsten Branchen, wie etwa Aluminium, Chemie, Glas, Papier, Stahl oder Zement. Der VIK berät seine Mitglieder in allen Energie- und energierelevanten Umweltfragen. Im Verband haben sich etwa 80 Prozent des industriellen Stromverbrauchs und rund 90 Prozent des versorgerunabhängigen industriellen Energieeinsatzes und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.

Für weitere Informationen über den VIK, unsere Arbeit und aktuelle Pressemitteilungen besuchen Sie bitte www.vik.de.