| Stand: 27.03.2026

STELLUNGNAHME

ORIENTIERUNGSPUNKTE DER BNETZA ZU EINSPEISEENTGELTEN IM RAHMEN VON AGNES

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Rahmen der Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes, GBK-25-01-1#3) Orientierungspunkte für die Beteiligung von Einspeisern an Netzkosten vorgestellt.

Demnach sollen in Zukunft auch Stromerzeuger mittels Einspeiseentgelten an den Netzkosten beteiligt werden. Das Konzept sieht sowohl ein dynamisches Netzentgelt als auch einen festen Kapazitätspreis auf vertragliche Netzanschlusskapazität vor. Die Höhe der Entgelte sollen sich an den Vorgaben des Europarechts orientieren, die auf Übertragungsnetzebene eine Begrenzung auf 0,5 €/MWh vorsehen, die um 50% der Kosten für Engpassmanagement ergänzt werden sollen. Ziel ist es, ein netzdienliches Einspeiseverhalten anzureizen und Redispatchkosten zu reduzieren. Regional differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ) können darüber hinaus einen Anreiz für die Ansiedlung und Dimensionierung neuer Investitionsentscheidungen setzen. Die Einführung ist frühestens ab 2029 vorgesehen.
Die BNetzA sieht dabei die dynamische Anreizfunktion gegenüber der Finanzierungsfunktion als vorrangig an. Der im Expertenaustausch am 20. Februar geschätzte Finanzierungsbeitrag von bis zu ca. 1,8 Mrd. EUR aus Einspeiseentgelten im Verhältnis zu jährlichen Netzkosten von ca. 37 Mrd. EUR deutet darauf hin, dass die BNetzA einen eher limitierten Lösungsansatz bevorzugt.

Der VCI bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Details des Konzeptvorschlags werden im Folgenden kommentiert, soweit dies derzeit bereits möglich ist. Da das Konzept für Einspeiseentgelte inhaltlich eng mit den restlichen Teilkonzepten in AgNes (Grundkomponente, dynamische Netzentgelte, Speichernetzentgelte, Kostenwälzung) verknüpft ist, wird auf bereits veröffentlichte VCI-Stellungnahmen zu AgNes[1] hingewiesen. Die Stellungnahme zur Kostenwälzung wird im April eingereicht.

- Der VCI unterstützt die grundlegende Zielsetzung der BNetzA, Einspeiser angemessen an den durch sie primär verursachten Netzkosten zu beteiligen. Anreizinstrumente dafür müssen jedoch differenziert betrachtet werden:

[1] Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik | VCI

- Während Baukostenzuschüsse neue Investitionen adressieren, können Einspeiseentgelte Anreize für Bestandsanlagen setzen.
- Der VCI weist jedoch auf die hohe Komplexität dynamischer Einspeiseentgelte sowie das Risiko unerwünschter Folgeeffekte sowie drohende Mehrbelastungen für industrielle Stromerzeuger hin, die meist nicht netzbelastend, sondern -entlastend wirken.
- Aus diesem Grund ist vor einer Einführung von Einspeiseentgelten (und generell dynamischer Entgeltkomponenten) zwingend eine bessere Datentransparenz nötig, die eine Quantifizierung und Kosten-Nutzen-Analyse des Konzepts ermöglicht.
- Einspeiseentgelte sollte nur dann eingeführt werden, wenn der volkswirtschaftliche und systemische Nutzen des Instruments erwartbar die damit verbundenen Kosten übersteigt und sichergestellt wird, dass die Mehrkosten der Einspeiser nicht über Strompreise an Verbraucher weitergegeben werden.

Grundsätzliches zu AgNes

Der VCI begrüßt grundsätzlich den **AgNes-Prozess der BNetzA**, da er eine frühzeitige, regelmäßige und transparente Einbindung von Stakeholdern und die Diskussion mit den Regulierern zu dem zentralen Reformvorhaben ermöglicht

Zugleich hat sich aber in den Expertenaustauschen zu dynamischen Netzentgelten, Einspeiseentgelten und Speichernetzentgelten zunehmend gezeigt, dass die BNetzA **ambitionierte und hochkomplexe Anreize in den Netzentgelten** plant, für die es **international oft keine vergleichbaren Systeme** gibt.

Eine belastbare Bewertung dieser Vorschläge wird dadurch erschwert, dass die **Diskussion bisher nahezu rein qualitativ** erfolgt. Es fehlt eine **transparente gemeinsame Datengrundlage**, um Kosten und Nutzen von Maßnahmen belastbar evaluieren zu können. Auch die Ausgestaltung und Parametrierung von Netzentgeltkomponenten bleibt vorerst unklar. Angesichts der enormen Auswirkungen einer grundlegenden Netzentgeltreform sowohl auf die Volkswirtschaft als Ganzes als auch auf den einzelnen konkret betroffenen industriellen Verbraucher verbietet sich eine Reform auf unzureichender Datenbasis.

Eine Reform ohne vorherige Quantifizierung droht zu **Fehlanreizen, ungewollten Umverteilungseffekten und steigenden Systemkosten** zu führen, die einzelne Verbraucher benachteiligt und zu Problemen für das Stromsystem als Ganzes führen kann. Die ÜNB haben z.B. bezüglich dynamischen Netzentgelten Zweifel geäußert, wie wirkungsvoll dieses Instrument in der Praxis tatsächlich sein kann, wenn eine akute Verhaltensänderung das Ziel ist.

Zudem weist der VCI auf einen zunehmenden Zielkonflikt im Reformzeitplan zwischen einer schnellen und gründlichen Lösung hin: Einerseits erscheint eine finale Festlegung bis Ende 2026 aufgrund des Ambitionsniveaus zunehmend unrealistisch. Zugleich würde eine deutliche Verlängerung des Reformprozesses aber zu anhaltenden Planungsunsicherheiten für Netznutzer hinsichtlich zukünftiger Netzentgelte führen. Schon heute führt dies zu Zurückhaltung bei der Investitionsplanung.

Der VCI spricht sich daher im Rahmen der AgNes-Reform für folgende Schritte aus, um den Zielkonflikt aufzulösen und negative Folgen zu vermeiden:

- In einem zwingenden zweiten Diskussionsschritt nach der erfolgten qualitativen Diskussion muss eine **Quantifizierung von Konzepten** durch die BNetzA erfolgen, um Transparenz über Daten und Annahmen herzustellen. Die BNetzA wird darum gebeten, bereits vorhandenen Analysen zu Reformkonzepten offenzulegen bzw. entsprechende Analysen zu erstellen. Dies kann ähnlich wie bei Industrienetzentgelten durch gezielte Testläufe flankiert werden. Wichtig sind dabei transparente, vorher definierte Kriterien, die eine Vergleichbarkeit von Testdaten zulassen, sowie eine ergebnisoffene Evaluierung.
- Es sollten mit der **Grundkomponente zunächst die Kernelemente der AgNes-Reform** ausgearbeitet und parametriert werden. Vor der Einführung komplexer Instrumente wie dynamischer Netzentgelte oder Einspeiseentgelte muss ihr klarer volkswirtschaftlicher und netzdienlicher Nutzen festgestellt werden, der Umsetzungs- und Systemkosten übersteigen muss. Der Fokus sollte dabei insbesondere auf der für die Netzkosten deutlich relevanteren Gruppe der volatilen Einspeiser liegen. Eine indirekte Nachbildung eines Gebotszonensplitts, der von nahezu allen Stakeholdern richtigerweise abgelehnt wird, darf weder das Ziel noch faktisches Resultat dynamischer Komponenten sein.
- Falls nicht anders möglich und notwendig, können einzelne Elemente aus der StromNEV vorübergehend verlängert werden, bis komplexe Regelungen evaluiert und ausgearbeitet sind.

Kommentierung der Anreizinstrumente

Die BNetzA stellt in dem Optionenpapier fest: *„In einer erheblichen, wenn nicht gar der überwiegenden Zahl der Fälle sind die Einspeiseanlagen die Treiber des erforderlichen Netzausbaus“.*
Der VCI stimmt dieser Aussage insbesondere mit Blick auf den ungesteuerten Zubau volatiler Erneuerbarer zu. Bislang werden Erzeuger generell nicht an den Netzkosten beteiligt. Der VCI befürwortet grundsätzlich eine abgemessene Beteiligung volatiler Erneuerbarer Stromerzeuger an den durch sie verursachten Netzkosten mit dem Ziel, systemdienliche Anreize in der Energiewende zu setzen.

Wie bereits in früheren Stellungnahmen erläutert, müssen die Instrumente zur Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten jedoch differenziert betrachtet werden:

Baukostenzuschüsse

Der VCI spricht sich grundsätzlich für die Einführung eines **regional differenzierten Baukostenzuschusses (BKZ)** auch bei Erzeugern aus. Dieser kann zusätzliche Steuerungsanreize für den örtlichen Zubau neuer oder Erweiterung bzw. Repowering bestehender EE-Erzeugungsanlagen setzen und so zur Entlastung des Gesamtsystems beitragen. Erlöse der Netzbetreiber aus BKZ sollten wiederum zur Reduktion der Gesamtnetzkosten eingesetzt werden. Vorteil ist dabei eine vergleichsweise schnelle und einfache Umsetzbarkeit. Dabei muss die konkrete Ermittlungsmethodik der BKZ an die zukünftigen Herausforderungen für das Stromsystem angepasst werden.

Einspeiseentgelte

Einspeiseentgelte sind hingegen deutlich komplexer und wären ein Novum in der deutschen Netzentgeltsystematik. Ihre Einführung ist mit zahlreichen Umsetzungsfragen verbunden. Vor allem eine dynamische Komponente kann sich maßgeblich auf das Einspeiseverhalten auswirken – zum Vor- wie zum Nachteil für das Stromsystem. Wie

auch die Diskussion im Rahmen des Expertenaustauschs am 20. Februar 2026 gezeigt hat, werden Einspeiseentgelte daher sehr unterschiedlich bewertet. Der VCI sieht sowohl mögliche Vorteile als auch mögliche Risiken, die zunächst sorgfältig abgewogen werden müssen.

Argumente für Einspeiseentgelte

- Für Einspeiseentgelte spricht eine mögliche **verbesserte Verursachungsgerechtigkeit** in der Netzentgeltsystematik. So würden für den Netzausbau verantwortliche Stromerzeuger v.a. bei einer Finanzierungskomponente zur Deckung der Netzkosten beitragen. Dies setzt jedoch voraus, dass tatsächlich auch die für den Netzausbau ursächlich verantwortlichen, meist volatilen Stromerzeuger an den Netzkosten beteiligt werden und es zu **keiner einseitigen Belastung bestehender steuerbarer Kraftwerke** kommt.
- Mit einem dynamischen Netzentgelt für Einspeiser kann **ein Anreiz für netzdienliche Stromeinspeisung** gesetzt werden. Im Gegensatz zu BKZ, die nur als einmaliger Anreiz bei Investitionsentscheidungen und Erweiterungen bei Modernisierung, bzw. Repowering greifen, können Einspeiseentgelte auch bei Bestandsanlagen Anreize setzen. Bislang volatile Einspeisung kann somit im Idealfall bedarfsgerechter und konstanter erfolgen. Der für das Stromsystem sinnvolle Einsatz erzeugungsnaher Speicher würde attraktiver werden. Zentral ist dabei eine **sachgerechte Parametrierung**, die **Kipppunkte oder eine Übersteuerung** vermeidet.
- In diesem Zusammenhang könnten dynamische Einspeiseentgelte zur **Senkung von System- und Engpasskosten** beitragen und den **Redispatch-Bedarf verringern**, der weiterhin einen wesentlichen Anteil der jährlichen Netzkosten ausmacht. Neben Erzeugungskosten sind Netzentgelte bereits heute der zentrale Kostenfaktor im Strombereich. Ihr Anteil an den Stromgesamtkosten wird ohne eine deutliche Stärkung der Systemkosteneffizienz in Zukunft signifikant zunehmen.

Argumente gegen Einspeiseentgelte

- Ein zentrales Risiko von Einspeiseentgelten liegt in der **Gefährdung von Investitions- und Planungssicherheit sowie des Bestandsschutzes**.
    - Davon sind potenziell auch steuerbare Bestandskraftwerke betroffen – darunter ca. 10 GW_{el} **industrielle KWK** in Betrieb, davon allein 6 GW_{el} in der chemischen Industrie. Diese meist größeren Kraftwerke sind für den Betrieb industrieller Standorte essenziell und wirken in der Regel als dezentrale Erzeuger nicht belastend, sondern entlastend für das vorgelagerte Stromnetz. Sie sind größtenteils nicht Teil des durch KWKG-Auktionen geförderten Segments und wären daher auch nicht von dem vorgeschlagenen Bestandsschutz erfasst. Besonders beeinträchtigt wäre die Wirtschaftlichkeit von Anlagen, die bislang Entgelte für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV erhalten. Denn in diesen Fällen kann sich eine bisherige Entlastung durch das Auslaufen der Regelung und die Einführung von Einspeiseentgelten in eine nicht sachgemäße Belastung umkehren.
    - Auch private **PPA-Projekte** würden zusätzlich mit Einspeiseentgelten belastet. Der VCI merkt dabei an, dass sich aus den vorgeschlagenen Übergangsregelungen zum Bestandsschutz eine ungünstige Konstellation ergeben kann, wonach vor allem marktlich finanzierte PPA stärker im Risiko stehen als in EEG-Auktionen geförderte EE-Anlagen, obwohl auch dort

Investitionen aufgrund vorheriger Wirtschaftlichkeitskalkulationen getroffen wurden.
    - Unklar sind zudem auch die Auswirkungen auf geplante Kraftwerksausschreibungen im Rahmen der **Kraftwerksstrategie (KWS)** und des zukünftigen Kapazitätsmechanismus. Hier ist insbesondere eine Erhöhung des Förderbedarfs (zu Lasten des Staatshaushaltes oder – bei einer Umlagefinanzierung – der Letztverbraucher) zu befürchten, da davon auszugehen ist, dass Einspeiseentgelte die Angebote in den KWS-Ausschreibungen erhöhen werden.
- Ob eine Ausweitung der Finanzierungsbasis auf Erzeuger dabei tatsächlich zu einer Entlastung von Verbrauchern führt, wir dabei von Kritikern bezweifelt. **So dürfte ein wesentlicher Teil der Einspeiseentgelte weitergewälzt werden**:
    - Dynamische Arbeitspreise im Rahmen von Einspeiseentgelten würden von Erzeugern tendenziell auf den Strompreis umgelegt, die dadurch steigen. Dies kann die europäische Wettbewerbsfähigkeit inländischer Kraftwerke schwächen und die Importabhängigkeit steigern.
    - Die Mehrkosten von Einspeiseentgelten bei PPAs werden bereits heute vertraglich auf die Abnehmer gewälzt, die die Mehrkosten unmittelbar zu tragen haben. Inwieweit demgegenüber reale Entlastungen stehen, ist fraglich.
    - Dynamische Komponenten würden außerdem zu höheren Risikoaufschlägen bei neuen EE-Investitionen führen.
    - Kapazitätspreise im Rahmen der Finanzierungsfunktion könnten wiederum zu höheren Fixkosten und damit höheren Förderbedarfen in EEG, KWKG und KWS führen, die den Haushalt oder im Fall einer KWS-Umlage auch Verbraucher zusätzlich belasten – ohne dass sich daraus eine signifikante Steuerungswirkung ergeben würde.
- Einspeiseentgelte und vor allem dynamische Komponenten sind **hochkomplex, bislang international weitestgehend unerprobt und mit einem hohen administrativen Mehraufwand** verbunden.
    - Dies steigert im Zusammenspiel mit dem Engpassmanagement das **Risiko von ungeplanten Fehlanreizen** wie z.B. einer Übersteuerung aufgrund falscher Parametrierung, die Volatilitäten sogar verstärken könnte. Mögliche Auswirkungen einer zu hohen oder zu niedrigen Festlegung eines dynamischen Einspeiseentgelts für den Redispatch werden in folgender Tabelle zusammengefasst:

Dynamisches Einspeiseentgelt	**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	PPA-Erzeugung wird stärker gedrosselt als erforderlich oder Kosten steigen drastisch. Höhere CO_2-Emissionen als nötig. Überproportional steigende Börsenstrompreise. Netzreserve generiert weiter Kosten ohne volkswirtschaftlichen Nutzen.

    - Es ist zudem unklar, inwiefern die geplante neue **Fördersystematik mit Differenzkontrakten (CfD) im EEG** mit dynamischen Anreizen kompatibel wäre.
- Potenziell kritisch sind auch die derzeitigen regulatorischen **Unsicherheiten bezüglich der Zukunft der Kundenanlage**. Sollte sich es im schlimmsten Fall zu

einer Unzulässigkeit der Kundenanlage und einem Übergang bisheriger Betroffener in die Regulierung kommen, drohen erhebliche Kosten und administrative Mehraufwände für potenziell tausende Industrienetze und darin betriebene, oft kleinere steuerbare konventionelle Energieerzeuger, obwohl diese nicht ursächlich für steigende Netzkosten sind. Eine solche Mehrbelastung droht unabhängig davon für industrielle Erzeugungsanlagen, die heute bereits nicht in Kundenanlagen ansässig sind, sondern in **Industrienetzen**, die der Regulierung unterliegen (Geschlossenes Verteilernetze, Netz der allgemeinen Versorgung) - dies trifft insbesondere auf Chemieparks zu.

Quantifizierung und Kosten-Nutzen-Analyse zwingend notwendig

Aus Sicht des VCI erlaubt der aktuelle Kenntnisstand keine abschließende Bewertung der oben genannten Argumente für oder gegen Einspeiseentgelte.

Wie auch bei dynamischen Netzentgelten und Speichernetzentgelten ist es aus Sicht des VCI daher auch bei Einspeiseentgelten zwingend nötig, nach der nun erfolgten qualitativen Diskussion in einem zweiten Schritt eine **transparente Quantifizierung** und **Kosten-Nutzen-Analyse des Konzepts** vorzunehmen. Ein flankierender Testbetrieb mit repräsentativen Netzregionen kann bei transparenten und vergleichbaren Kriterien sinnvoll sein, um den praktischen Nutzen des neuen Anreizes zu testen und Erkenntnisse zur Parametrierung zu sammeln.

Ohne eine solche quantitative Grundlage besteht das Risiko, dass mit AgNes langfristig eine Netzentgeltsystematik eingeführt wird, die **dauerhaft Fehlanreize setzt, Umverteilungseffekte zu Lasten einzelner Netznutzer hervorruft und die Komplexität und die Gesamtkosten des Stromsystems erhöht.**
Eine Quantifizierung muss daher noch erfolgen, bevor eine Entscheidung zur Einführung von Einspeiseentgelten getroffen wird. Sie sollte dazu beitragen, dass Auswirkungen auf das Stromnetz, den Strommarkt und die Versorgungssicherheit sowie auf die Wirtschaftlichkeit individueller Erzeuger über den Jahresverlauf und zwischen unterschiedlichen Engpassregionen zuverlässiger eingeschätzt werden können. Es sollten dabei verschiedene Ausgestaltungsoptionen berechnet werden.

Dynamische Einspeiseentgelte sollten demnach nur eingeführt werden, wenn sich im Zuge der Quantifizierung und Kosten-Nutzen-Analyse ein dauerhafter und langfristig signifikanter Mehrwert zur Senkung der Engpassmanagementkosten ergibt und sichergestellt wird, dass die Kosten der Einspeiser nicht über die Strompreise (PPA, KWK, …) an Verbraucher weitergegeben werden.

Generell sollte es das Ziel sein, durch bedarfsgerechten und kosteneffizienten Netzausbau die Redispatchkosten nachhaltig und signifikant zu senken.

Verband der Chemischen Industrie e.V. – VCI
Mainzer Landstraße 55
60329 Frankfurt

www.vci.de | www.ihre-chemie.de | www.chemiehoch3.de

LinkedIn | YouTube | Instagram
Datenschutzhinweis | Compliance-Leitfaden | Transparenz

- Registernummer des EU-Transparenzregisters: 15423437054-40
- Der VCI ist unter der Registernummer R000476 im Lobbyregister, für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und gegenüber der Bundesregierung, registriert.

Der VCI ist Europas größter Verband für Chemie und Pharma. Mit seinen 22 Fach- und 7 Landesverbänden repräsentiert er die Interessen von rund 2.000 Unternehmen – vom Global Player bis zum hoch spezialisierten Mittelständler. Mit 240 Milliarden Euro Umsatz im Jahr 2024 und mehr als 560.000 Beschäftigten in Deutschland zählt die Branche zu den stärksten Treibern für Innovation, Wohlstand und Zukunft. Für eine starke chemisch-pharmazeutische Industrie von heute und morgen ist der VCI in Deutschland, in Europa und weltweit aktiv.