

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON SE
Grid Economics
Energy Networks Germany
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

27. März 2026
Seite: 1 / 10

Stellungnahme zu Orientierungspunkte Einspeisenentgelte (AgNes) GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 17. Februar 2026 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Orientierungspunkte zu den Einspeisenentgelten der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) veröffentlicht. Für die nachstehend genannten Verteilnetzbetreiber des E.ON-Konzerns nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstrasse 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstr. 60, 52351 Düren**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schleswig-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **Westnetz GmbH, Florianstr. 15-21, 44139 Dortmund**

Die genannten E.ON Verteilnetzbetreiber (VNB) begrüßen das Vorhaben der BNetzA zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik.

E.ON-VNB begrüßen eine Kostenbeteiligung der Einspeiser in der Finanzierungsfunktion

Die Diskussion zu Einspeisenentgelten ist vor dem Hintergrund der Energiewende und den hieraus resultierenden Anforderungen an einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb zu sehen. Aufgrund des bereits erfolgten starken EE-Zubaus und den hieraus resultierenden anwachsenden Netzkosten wurde der sogenannten EE-Mehrkostenausgleich geschaffen. Dieser hat konsequenterweise für einen bundesweiten Ausgleich der Belastungen bei der Höhe der Netzentgelte gesorgt. Bei dem weiteren Zubau von EE-Anlagen sind die resultierenden stark wachsenden Netzbetriebskosten, insbesondere in Regionen mit bereits sehr hoher EE-Einspeisung, mitzudenken.

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Erich Clementi

Vorstand:
Leonhard Birnbaum
(Vorsitzender)
Nadia Jakobi
Thomas König
Victoria Ossadnik
Marc Spieker

In dem Vortrag der Bayernwerk Netz und Avacon Netz in dem BNetzA Expertenworkshop am 20. Februar 2026 sind die vorliegenden Entwicklungen eindeutig, dass die Energiewende

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 28196

zu einem massiven und strukturellen Kostentreiber in den Verteilnetzen geworden ist, der ohne eine Beteiligung der Einspeiser nicht verursachungsgerecht finanziert werden kann. So steigt die installierte Erzeugungsleistung in einzelnen Netzgebieten bis 2030 um rund 160 bis 170 Prozent, während die dafür notwendigen Investitionen in den Netzausbau um bis zu 350 Prozent zunehmen. Gleichzeitig führt die stark wachsende dezentrale Einspeisung zu erheblichen Rückspeisungen in vorgelagerte Netze von über 50 Prozent der eingespeisten Leistung. Diese physikalischen Effekte zeigen, dass Einspeisung nicht nur vorhandene Netze nutzt, sondern maßgeblich zusätzliche Netzkapazitäten und Kosten verursacht. Dennoch werden diese Kosten heute weit überwiegend von den Netzkunden getragen. Ein reiner Baukostenzuschuss kann diese strukturellen Kosten nicht abdecken, da ihm die dauerhafte Finanzierungsfunktion fehlt. Ohne Einspeisenentgelte bleibt daher eine systematische Fehlverteilung bestehen. Einspeisenentgelte sind folglich zwingend erforderlich, um die stark steigenden, einspeisebedingten Netzkosten verursachungsgerecht zu verteilen und die langfristige Akzeptanz sowie Finanzierbarkeit der Energiewende sicherzustellen.

Nach unserer Auffassung erscheint es konsequent, wenn die BNetzA auch Einspeiser an den Netzentgelten und damit an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt. Dies kann durch die Einführung eines Kapazitätspreises anhand des Grundmodells erreicht werden. Dabei ist das Kapazitätsentgelt so auszugestalten, dass die Entgeltkomponenten für verschiedene Kundengruppen (Einspeiser, Speicher, Prosumer, Verbraucher) transparent ineinandergreifen und es nicht zu Doppelbelastungen kommt. Die Zuordnung dieser Kosten zur Anreizfunktion können wir auf Basis der bisherigen Informationen und Untersuchungen aber nicht erkennen und lehnen wir daher ab. Grund: Zu dem Umsetzungsszenario fehlt jedenfalls Stand heute die Evidenz im Kosten- und Nutzenverhältnis sowie die Transparenz über mögliche Risiken an den nationalen und internationalen Märkten.

Berücksichtigung der Einspeisung in nachgelagerten Netzen

Im Zuge der Entwicklung eines geeigneten Netzentgeltsystems begrüßen wir, dass vollspeisende Erzeugungsanlagen, beginnend ab der Niederspannung, mit einer installierten Leistungsmessung oder intelligenten Messsystem (iMSys), in die Regelungen einbezogen werden. Gleichzeitig regen wir eine differenzierte Betrachtung von Prosumern an, um eine Doppelbelastung bei Bezug und Einspeisung zu vermeiden. Ein zentrales Kriterium für die Bemessung der Netzentgelte sollte nach unserer Auffassung die **Anschlusskapazität** sein, unabhängig von der Energieflussrichtung. Dadurch wird sichergestellt, dass alle Erzeugungsanlagen inklusive der Bestandsanlagen einen angemessenen Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur für die kontinuierlichen Netzkosten tragen.

Gleichwertige Berücksichtigung von Bestandsanlagen

Eine dauerhafte Ausnahmeregelung für Bestandsanlagen erscheint uns rechtlich und energiewirtschaftlich problematisch. Sofern die Tragung der durch Einspeiser verursachten Netzkosten durch Einspeiseentgelte unzureichend ist, bedarf es weiterhin des Instruments der Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten. Ein gut ausgestaltetes Einspeiseentgelt würde dazu führen, dass die **vor Ort einspeisenden Anlagen die verursachten Mehrkosten tragen** und somit auch bestehende Anlagen nicht außenvorbleiben.

Dynamische Netzentgelte einfach und zielgerichtet ausgestalten

Dynamische Netzentgelte für Einspeiser sind kein Selbstzweck. Diese sind stark komplex und haben keine nachgewiesene Evidenz (vgl. hierzu auch die E.ON-Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgelten) zu dem Kosten/Nutzen Relationen. Einen derart erheblichen Eingriff in die Netzentgeltsystematik und -abrechnung vorzunehmen, bedarf aber zwingend eines konsensual festgestellten nachdrücklich positiven Kosten-Nutzen-Verhältnisses. U.E. ist dieses Kosten-Nutzen-Verhältnis weder isoliert hinreichend untersucht noch in seiner Gesamtschau mit anderen Instrumenten einer Wirkungsanalyse unterzogen worden. Damit scheiden schon mangels hinreichender Untersuchungen alle Überlegungen zur Einführung von dynamischen Netzentgelten für Einspeiser aus.

Daher plädieren wir für eine einfache, transparente und praktikable Ausgestaltung der Netzentgelte für Einspeiser anhand der Finanzierungsfunktion. Mit dem vorgeschlagenen Modell der zeitvariablen Netzentgelten kann eine optimierte Lastverteilung angereizt werden, die einen positiven Einfluss zwischen Last und Erzeugung erreichen kann. Wenn es zur Meinungsfindung beiträgt, spricht u.E. auch nichts dagegen, zeitvariable Netzentgelte als „dynamische Netzentgeltkomponenten“ anzusehen.

Eine Umsetzung eines dynamischen Arbeitspreises für Einspeiser zum 1. Januar 2029 ist jedenfalls über alle Marktprozesse und Systemumstellungen unrealistisch, da Voraussetzungen wie Prognosegüte, Prozessumsetzung, Marktkommunikation und eine funktionierende Abrechnungslogik vorgängig sichergestellt werden müssten. Ohne diese technischen und organisatorischen Grundlagen besteht das Risiko von Fehlanreizen. Wir stellen aber aus Verhältnismäßigkeitsgründen nochmals fest: Ohne hinreichende Kosten-Nutzen- und Auswirkungsanalyse scheiden dynamische Einspeiseentgelte im Day-ahead u.E. von vorneherein als nicht rechtlich und energiewirtschaftlich abgesichert aus.

Aufgrund der von der BNetzA beschriebenen Risiken, eines arbeitsbasierten Einspeisenetzentgeltes und möglichen direkten Auswirkungen auf den EU-Börsenpreis, ist es u.E. nach zunächst notwendig eine detaillierte Analyse der Rückwirkungen seitens der BNetzA vorzunehmen. Eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten durch ein Kapazitätsentgelt ist vorzuziehen, da die Kapazitätsbepreisung (EUR/kW) keine unmittelbaren Einflüsse auf den spezifischen Arbeitspreis an der Börse nach sich ziehen. Daher ist eine Berücksichtigung der Einspeiser in der Finanzierungsfunktion durch ein Kapazitätsentgelt für den verursachungsgerechten Anteil an den Netzkosten vorzuziehen.

Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Strommärkte

Die tatsächlichen Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf Strompreise, Import und Export sind nach aktuellem Stand unzureichend untersucht. Internationale Studien zeigen bislang unterschiedliche Effekte, weshalb wir eine stufenweise Herangehensweise empfehlen. Wir erkennen an, dass Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion unmittelbar die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen beeinflussen. Alle Marktteilnehmer müssen jedoch nach unserer Auffassung die durch ihre Netznutzung verursachten Kosten tragen. Dass hierdurch die Rentabilität einzelner Anlagen beeinflusst werden kann, ist eine logische Konsequenz einer verursachungsgerechten Abbildung realer Netzkosten. Aus Sicht der E.ON-VNB liegen bislang keine belastbaren empirischen Nachweise dafür vor, dass Einspeisenetzentgelte per se zu einer Verzerrung oder „Störung“ des europäischen Börsenpreises führen oder deutsche Erzeugung systematisch aus dem Markt verdrängen. Solche Risiken werden häufig von betroffenen Marktakteuren gesehen. Aufgrund dessen fordern wir eine detaillierte Untersuchung potenzieller Effekte von Einspeisenetzentgelten auf Börsenpreise sowie auf Import- und Exportflüsse. Es erscheint unsachgerecht, diese Effekte als gegeben zu unterstellen, solange die Evidenz fehlt. Insbesondere Portugal und Belgien, zeigen, dass die Einführung von Einspeisenetzentgelten, ohne signifikante Auswirkungen auf die Strombörsenpreise im nationalen oder europäischen Kontext möglich ist. Diese internationalen Beobachtungen widerlegen pauschale Annahmen über Verdrängungs- oder Preisverzerrungseffekte durch Einspeisenetzentgelte. Der Argumentationsansatz, dass durch Einspeisenetzentgelte eine Verzerrung oder Störung des europäischen Börsenpreises drohen würde, erscheint uns aber auch aus beihilferechtlichen Gründen problematisch: Denn wenn ein solcher Einfluss auf den Börsenpreis tatsächlich auftreten würde, wäre umgekehrt der bisherige Verzicht auf die Einführung von Einspeisenetzentgelten bereits EU-beihilferechtlich zu prüfen gewesen.

Trotz ihrer Relevanz für die aktuelle Diskussion bleibt bspw. die vorgestellte Studie¹ seitens Frontier im Auftrag von RWE in zentralen Punkten unzureichend. Sie erkennt zwar an, dass Einspeiseentgelte nur einen geringen Anteil an den Gesamtsystemkosten verschieben, leitet daraus jedoch keine differenzierten Empfehlungen ab, sondern spricht sich pauschal gegen deren Nutzung aus. Die zugrundeliegenden Ergebnisse basieren auf der Annahme erhöhter Kosten gegenüber den avisierten Kosten aus den Orientierungspunkten der BNetzA und sind daher für Entscheidungsprozesse ungeeignet. Wichtige netzökonomische Effekte, wie Auswirkungen auf Netzebenen, Netzausbau und Redispatch finden im Weiteren keine Beachtung.

Baukostenzuschuss für Einspeiser ist erforderlich, aber in der Finanzierungsfunktion ungenügend

Die E.ON-VNB stellen an die Ausgestaltung eines Einspeise-Baukostenzuschusses (BKZ) folgende Anforderungen: Bei der Bemessung und Ermittlung des maximal zulässigen spezifischen BKZ in Euro pro Kilowatt sollte nicht zwischen Bezug und Einspeisung unterschieden werden. Dies dient einer möglichst einfachen, transparenten und rechtssicheren Berechnung des BKZ. Entsprechend sollte auch der veröffentlichte spezifische BKZ eines VNB in Euro pro Kilowatt innerhalb einer Anschlussebene einheitlich gelten, unabhängig von der Energieflussrichtung.

Innerhalb eines Netzgebiets sollte es auf freiwilliger Basis möglich sein, den BKZ räumlich zu differenzieren, insbesondere in der Hochspannung. Eine solche Differenzierung durch prozentuale Ab- bzw. Aufschläge kann als Instrument der Allokationssteuerung dienen und sollte sich am Prinzip des Regionalisierungsfaktors der Übertragungsnetzbetreiber orientieren. In Anlehnung an der symmetrischen Preisgestaltung bei den dynamischen Netzentgelten (Anreizfunktion) könnte auch beim BKZ eine symmetrische Ausgestaltung mittels Auf- und Abschläge für die Entnahme bzw. Einspeisung eine Option für die steuernde Wirkung darstellen. Der normale BKZ, aktuell der Leistungspreis >2.500 h/a, stellt die Ausgangsbasis für die symmetrische Betrachtung (100%) dar. Bei einspeisedominierten Netzgebieten wird je nach Netzauslastung für die Entnahme ein reduzierter BKZ zum Ansatz gebracht (100% bis 20%, analog ÜNB-Regionalisierungsfaktor) während für die Einspeise-Anlagen sich der BKZ um den gleichen Faktor erhöht (100% bis 180%). Bei entnahmedominierten Netzgebieten erfolgt der Auf-/Abschlag in umgekehrter Weise.

Für die Ermittlung des im konkreten Anschlussvorhaben zu zahlenden BKZ ist die jeweils höchste vereinbarte Anschlusskapazität maßgeblich, unabhängig davon, ob diese für Bezug oder Einspeisung genutzt wird. Eine Doppelberechnung findet nicht statt. Bei einem Windpark mit 10.000 kW Einspeiseleistung und 200 kW Eigenbedarfsbezug ergibt sich der BKZ folglich aus der vollen Anschlusskapazität von 10.000 kW. Für diesen Ansatz spricht eine einfache Handhabung auf Seiten der Netzbetreiber wie auch der Anschlussnehmer und ermöglicht eine sachgerechte Betrachtung gemeinsamer Netzanschlusspunkte, insbesondere bei personenidentischen Anlagenbetreibern. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass sich hieraus Herausforderungen bei der Bewertung von Bestandsfällen ergeben können, insbesondere mit Blick auf das Verursachungsprinzip sowie mögliche Lenkungs- und Steuerungswirkungen. Eine Differenzierung des BKZ nach Erzeugungsarten oder Last- und Erzeugungsprofilen sollte nicht erfolgen. Aus Sicht der E.ON-VNB ist eine Gleichbehandlung aller Erzeugungs- und Anschlussanlagen sachgerecht. Analog zu § 11 NAV sollte für Einspeiser ebenfalls eine Freigrenze von 30 kW gelten.

Im Rahmen der Diskussion wurde zudem die Frage aufgeworfen, ob ein Einspeise-BKZ bereits ausreichend ist, um von einer Finanzierung der Netzkosten sprechen zu können. Dies ist aus Sicht der E.ON-VNB nicht der Fall. Gemäß der Festlegung StromNEF der BNetzA ist

¹ https://www.frontier-economics.com/media/5scngvdd/note-frontier-paper_einspeiseentgelte-20260226-final-stc.pdf

der BKZ als nicht rückzahlbarer Investitionszuschuss ausgestaltet und kann daher nicht als alleiniges Instrument zur Netzfinanzierung dienen. Darüber hinaus spricht bereits ein strukturelles, gleichzeitig gleichbehandlungsrelevantes Argument dagegen, allein auf BKZ zu setzen: Denn mit einem BKZ werden keinesfalls Kosten für den Betrieb des Netzes getragen.

Antworten der E.ON-VNB auf Fragestellungen der BNetzA

Im weiteren Verlauf werden die von der BNetzA aufgeführten Fragestellungen aus Sicht der E.ON-VNB beantwortet.

Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?

Die E.ON-VNB teilen ausdrücklich die Einschätzung, dass sowohl die Kosten für Netzverluste als auch die Kosten für Regelleistung der Finanzierungsfunktion der Netzentgelte zuzuordnen sind und damit für die Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) herangezogen werden (vgl. Modell Österreich). Beide Kostenarten stellen originäre, tatsächlich anfallende Systemkosten dar, die unmittelbar aus dem Betrieb und der Belastung der Netzinfrastruktur resultieren. Insbesondere vor dem Hintergrund eines zunehmend einspeisedominierten Netzes entstehen Netzverluste und der Bedarf an Regelleistung heute in erheblichem Umfang, durch volatile Einspeisung und nicht primär durch den Verbrauch. Eine Zuordnung dieser Kosten zur Anreizfunktion erscheint aus Sicht der E.ON-VNB weder systematisch noch sachgerecht. Die Anreizfunktion dient der Setzung von Verhaltensimpulsen, nicht jedoch der Deckung real anfallender, unvermeidbarer Kosten. Netzverluste und Regelleistungskosten sind keine abstrakten Steuerungsgrößen, sondern konkrete Kostenpositionen, deren vollständige und stabile Refinanzierung sichergestellt werden muss. Eine Verlagerung dieser Kosten in die Anreizfunktion würde die Finanzierungsstabilität der Netze schwächen und die verursachungsgerechte Kostenzuordnung verzerren.

Die E.ON-VNB sprechen sich daher gegen eine Umschichtung dieser Kosten in die Anreizfunktion aus. Netzverluste und Regelleistungskosten sind konsequent über die Finanzierungsfunktion der Netzentgelte, insbesondere über einen Kapazitätspreis, abzubilden. Einspeiser müssen in Gänze an den Netzkosten sachgerecht beteiligt werden und nicht nur an den Netzverlusten und den Kosten für Regelleistung. Eine anderslautende Zuordnung wird aus Sicht der VNB weder ökonomisch noch regulatorisch begründet gesehen.

Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierter Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Aus Sicht der E.ON-VNB gehört die Bewertung von Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung sowie auf Import- und Exportmengen nicht zum Kerngeschäft der Netzbetreiber und kann daher nicht belastbar vorgenommen werden. Markt-, Preis- und Handelswirkungen liegen außerhalb der netzwirtschaftlichen Kernkompetenz der E.ON-VNB.

Die E.ON-VNB weisen darauf hin, dass Einspeisenetzentgelte grundsätzlich zu einer Veränderung der Kostenposition von Erzeugungsanlagen führen können und damit eine

Verschiebung in der Merit-Order anzunehmen ist. Aussagen zur konkreten Ausprägung oder zur Größenordnung dieser Effekte sind jedoch auf Basis der derzeit vorliegenden Studien nicht nachvollziehbar, da diesen teilweise eine transparente und belastbare Datenbasis fehlt.

Vor diesem Hintergrund halten die E.ON-VNB es für erforderlich, potenzielle Auswirkungen detailliert zu prüfen. Dabei kann auf Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern wie Portugal oder Belgien verwiesen werden, in denen Einspeisenetzentgelte bereits Anwendung finden, ohne dass dort bislang disruptive Auswirkungen auf Strompreise, Import- oder Exportmengen festgestellt wurden.

Sind alle volleinspeisenden Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

Die E.ON-VNB vertreten die Auffassung, dass volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung, die mit einer zulässigen Leistungsmessung (RLM oder iMSys) ausgestattet sind, grundsätzlich in die Betrachtung einzubeziehen sind. Bei Volleinspeisern besteht kein Eigenverbrauch, sodass eine klare und verursachungsgerechte Zuordnung zur Einspeiseseite möglich ist. Prosumer sollten ebenfalls in die Systematik einbezogen werden, jedoch unter der Maßgabe, dass keine Doppelbelastung von Bezug und Einspeisung erfolgt. Maßgeblich ist der Netzanschlusspunkt beziehungsweise die vereinbarte Anschlusskapazität, unabhängig von der Energieflussrichtung. Voraussetzung hierfür ist eine geeignete messtechnische Ausgestaltung, insbesondere durch ein iMSys. Im Übrigen verweisen wir auf unsere Stellungnahme zum Grundmodell.

Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Aus Sicht der E.ON-VNB ist es unabhängig von Vertrauensschutzregelungen sachgerecht und erforderlich, dass alle Erzeugungsanlagen an der Finanzierung der Netzinfrastruktur beteiligt werden sollten. Maßgeblich ist der netzwirtschaftliche Grundsatz der maximalen Kostenreflexivität und Verursachungsgerechtigkeit. Anhand einer breiteren Kostenträgerbasis kann u.a. auch die Bezahlbarkeit der Energiewende positiv gestaltet werden. Auch Bestandsanlagen verursachen aus Netzsicht erhebliche operative Netzkosten und tragen zur Netzbeanspruchung bei. Eine dauerhafte Ausnahme einzelner Anlagen oder Anlagengruppen ist daher systematisch abzulehnen.

Sollte die BNetzA an ihrer Auffassung festhalten, dass Bestandsanlagen differenziert zu betrachten sind oder sollte eine einheitliche Behandlung aus juristischen Gründen nicht umsetzbar sein, so bedarf es dringend eindeutiger und praxistauglicher Regelungen. U.E. sind hier bei Bedarf in einer Übergangsphase vorübergehende Regelungen ein Lösungsansatz, der dauerhaften Differenzierungen vorzuziehen wäre. Dabei muss auch an Netzanschlusspunkten mit Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Inbetriebnahmejahre einfach und eindeutig bestimmbar sein, wie die Ermittlung des Netzentgelts zu erfolgen hat. Da die avisierten Einspeisenetzentgelte aus den BNetzA Orientierungspunkten die von Einspeisern verursachten EE-bedingten-Mehrkosten bei Weitem nicht decken, bedarf es weiterhin des Instruments der Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten.

Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Aus Sicht der E.ON-VNB wirken Einspeisenetzentgelte mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen, da sie kostenreflexiv solche Netzkosten abbilden, die durch Einspeisung im Verteilnetz verursacht werden. Diese Wirkungen können sich

auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen auswirken und sind als Bestandteil einer verursachungsgerechten Netzkostenallokation grundsätzlich systemimmanent.

Entscheidend ist aus Sicht der E.ON-VNB, dass die durch Einspeisung verursachten Kosten in den Netzen auch von denjenigen Marktteilnehmern getragen werden, die diese Kosten verursachen. Eine kostenreflexive Beteiligung ist aus netzwirtschaftlicher Sicht notwendig, um eine faire und nachhaltige Finanzierung der Netzinfrastruktur in Deutschland sicherzustellen.

Die E.ON-VNB weisen darauf hin, dass mögliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen kein Selbstzweck der Entgeltgestaltung sind, sondern eine Folge der verursachungsgerechten Abbildung real anfallender Netzkosten. Diese Diskussion ist daher im Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeit von Anlagen und der langfristig gesicherten Finanzierung der Stromversorgungsnetze zu führen.

Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

Aus der Perspektive der E.ON-VNB werden dynamische Netzentgelte insgesamt in ihrer Wirkung überschätzt und in ihrem Aufwand bei Umsetzung und Administration stark unterschätzt. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist keinesfalls hinreichend untersucht, so dass die Einführung dynamischer Netzentgelte bereits daran scheitert. Zudem gilt, es ist derzeit nicht erkennbar, wie ein dynamisches Netzentgelt für Einspeiser konkret ausgestaltet sein müsste, um netzdienliches Verhalten wirksam und effizient anzureizen. Die Ausgestaltung würde eine sensible und sehr genaue Parametrierung erfordern, insbesondere im Zusammenspiel mit Redispatch-Prozessen, Vergütungsmechanismen und Abrechnungslogiken.

Die E.ON-VNB lehnen deshalb ein dynamisches Netzentgelt bei Einspeisern als völlig unzureichend untersucht und abgesichert und damit als unverhältnismäßig ab und sprechen sich für einen einfachen und transparenten Ansatz aus und weisen darauf hin, dass vor einer weiteren Konkretisierung zunächst grundlegend aufzuarbeiten ist, ob und wie ein solches System überhaupt funktionsfähig ausgestaltet werden kann. In der aktuellen Diskussion überwiegen aus Sicht der E.ON-VNB-Komplexität, offene Wirkungsfragen und ungeklärte Schnittstellen gegenüber einem klaren netzwirtschaftlichen Nutzen.

Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?

Die E.ON-VNB teilen grundsätzlich die Einschätzung, dass Engpassmanagementkosten konzeptionell als Ausgangspunkt für Netzentgelte mit Anreizfunktion herangezogen werden können. Die Grundidee eines ökonomischen Hebels zur Reduktion von Engpässen ist nachvollziehbar.

Allerdings fehlt es für den in den Raum gestellten Begründungsansatz, dass dynamische Netzentgelte positive Auswirkungen auf die Entwicklung von Redispatchkosten hätten, an jeder belastbaren Wirkungsanalyse und Argumentationsgrundlage. Es fehlt bislang eine hinreichend belastbare Datengrundlage und empirische Evidenz dafür, ab welcher Höhe solcher Kosten tatsächlich ein wirksames und verlässliches Verhaltenssignal bei den Marktteilnehmern einsetzt. Insbesondere ist unklar, in welchem Umfang und mit welcher Verzögerung Einspeiser auf entsprechende Anreize reagieren und ob dadurch Engpassmanagementkosten tatsächlich nachhaltig reduziert werden können.

Vor diesem Hintergrund sehen die E.ON-VNB derzeit keine belastbare Grundlage, um Engpassmanagementkosten als alleinigen oder zentralen ökonomischen Hebel für eine Anreizfunktion auszugestalten. Eine weitergehende Nutzung setzt aus Sicht der E.ON-VNB vertiefte Analysen und belastbare Untersuchungen zu Wirkzusammenhängen, Reaktionsschwellen und Systemeffekten voraus.

Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden?

Aus Sicht der E.ON-VNB kann derzeit nicht belastbar beantwortet werden, wie ein dynamisches Netzentgelt auszugestaltet ist, das in einer Lernphase keine Auswirkungen auf die Vermarktung von Erzeugungsanlagen hat und zugleich wirksam den Zielen der Anreizfunktion dient. Ein hohes Risiko auf die Börsenpreise ist aktuell unzureichend untersucht. Hierfür fehlen bislang ausreichende Praxiserfahrungen, belastbare Daten und empirische Erkenntnisse zu tatsächlichen Verhaltensreaktionen. Eine entsprechende Ausgestaltung kann daher derzeit nicht fundiert bewertet werden (Kosten/Nutzen Verhältnis). Der Startpunkt kann nur erfolgen anhand des vorgeschlagenen Modells aus der E.ON-Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgelten.

Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist?

Aus Sicht der E.ON-VNB scheidet ein Start eines dynamischen Arbeitspreises für Einspeiser zum 1.1.2029 von vorneherein aus und wäre unverhältnismäßig. Allein die vorhandene viertelstundengenaue Messung stellt keine ausreichende Voraussetzung, für den komplexen Abwicklungsprozess, dar. Vor einem Start sind zwingend zentrale Voraussetzungen zu prüfen und belastbar sicherzustellen, insbesondere die Prognosegüte der Einspeisung, die Umsetzbarkeit der operativen Prozesse, die Leistungsfähigkeit der Marktkommunikation (MaKo), die Abrechnungsprozesse sowie belastbare Nachweise für die Anwendung und Wirkung unterschiedlicher Regel- bzw. Preisstufen. Ohne diese Voraussetzungen sehen die E.ON-VNB erhebliche Risiken für Fehlsteuerungen, Abrechnungsprobleme und unbeabsichtigte Markteffekte. Ein vorschneller Start eines dynamischen Arbeitspreises wird daher aus der Perspektive der Netzbetreiber entschieden zurückgewiesen. Und nochmals: Diese massiven Prozesseingriffe und damit auch Risiken und Kostenerhöhungen sind aktuell durch keinerlei belastbare Kosten-Nutzenanalyse belegt.

Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Aus Sicht der E.ON-VNB kann eine widerspruchsfreie Koordination zwischen dynamischen Netzentgelten und Redispatch-Prozessen derzeit nicht abschließend bewertet werden. Eine solche Koordination ist durch die zuständigen Redispatch-Experten umfangreich zu prüfen. Insbesondere ist sicherzustellen, dass Preissignale aus dynamischen Netzentgelten nicht im Widerspruch zu Redispatch-Anweisungen stehen und keine gegenläufigen Anreize, vor und hinter einem Engpass, entstehen. Ohne eine abgestimmte Bewertung der Wechselwirkungen zwischen Prognosen, Redispatch-Logik, operativen Prozessen und Abrechnung sehen die E.ON-VNB erhebliche Risiken für Fehlsteuerungen. Eine belastbare Ausgestaltung setzt daher eine vorgelagerte, vertiefte Prüfung durch die Redispatch-Organisationen voraus.

Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

Es sollten sich die Regionalisierung dynamischer Netzentgelte grundsätzlich an den tatsächlichen Engpassgebieten orientieren. Ziel ist es, dort Anreize zu setzen, wo netzseitig Engpässe bestehen und ein netzwirksames Verhalten von EE-Anlagen tatsächlich erforderlich und sinnvoll ist. Eine flächendeckende Anwendung über das gesamte Netzgebiet ist aus Netzsicht nicht sachgerecht. In Einzelfällen kann insbesondere in unteren Netzebenen ein hohes Maß an regionaler Differenzierung erforderlich sein, um lokale Netzsituationen angemessen abzubilden und zielgenaue Signale für den Anlagenbetrieb zu senden. Gleichzeitig ist stets abzuwägen, inwieweit ein geringeres Maß an Differenzierung vertretbar ist, um Komplexität, Umsetzungsaufwand und unbeabsichtigte Belastungen zu begrenzen. Eine zu grobe Regionalisierung kann dazu führen, dass auch Netzgebiete einbezogen und belastet werden, in denen kein entsprechender netzdienlicher Handlungsbedarf besteht. Aus Sicht der E.ON-VNB ist daher eine ausgewogene, engpassbezogene Regionalisierung erforderlich, die Zielgenauigkeit und Praktikabilität in ein angemessenes Verhältnis setzt. Die Ausgestaltung dessen ist offen. Den VNB sind die notwendigen Handlungsspielräume rechtssicher zuzuweisen.

Inbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbare anzusehen sind. Damit stellt sich die Frage, ob die Einführung eines komplexen Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist.

Aus Sicht der E.ON-VNB ist die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte in den unteren Spannungsebenen mangels hinreichender Kosten-Nutzen-Belastung ebenfalls abzulehnen. Will man hier „dynamisieren“, so kommt auf unteren Spannungsebenen allein ein Modell mit zeitvariablen Ansätzen in Betracht, selbst wenn dort bestehende Engpässe häufig temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbare sind. Maßgeblich ist, dass Engpässe im überlagerten Netz (Fokus HS & MS) in der Praxis dazu führen, dass Einspeiseanlagen bis hinunter zur Niederspannung abgeregelt werden. Damit wirken Engpässe netzübergreifend und betreffen faktisch alle angeschlossenen Ebenen. Entsprechend müssen auch Einspeiser in unteren Spannungsebenen in entsprechende Regel- und Abrechnungssystematiken einbezogen werden. Wenn Engpässe in der Hoch- oder Mittelspannung auftreten, sind die darunterliegenden Netzebenen ohnehin mitbetroffen und werden im Rahmen der bestehenden Prozesse und Abrechnungssysteme bereits berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund ist es nicht sachgerecht, „dynamische“ Einspeiseentgelte in Form zeitvariabler Ansätze allein auf höhere Spannungsebenen zu beschränken. Vielmehr ist eine konsistente Umsetzung über die relevanten Netzebenen hinweg erforderlich, um netzwirksame und widerspruchsfreie Anreize zu setzen.

Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

Aus der VNB-Perspektive ist nicht ersichtlich, dass ein vorzeichengerechtes dynamisches Preissignal beiderseits eines Engpasses erforderlich oder hinreichend wirksam ist, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung gezielt anzureizen. Die theoretische Logik eines positiven Signals „hinter dem Engpass“ und eines negativen Signals „vor dem Engpass“ ist zwar nachvollziehbar, lässt sich in der praktischen Umsetzung jedoch kaum trennscharf und robust abbilden. Insbesondere bestehen erhebliche Zweifel, ob ein solches Preissignal im Zusammenspiel mit bestehenden Redispatch-Mechanismen tatsächlich zu einem verlässlichen zusätzlichen Verhaltenseffekt führt. Für Einspeiser ist weiterhin nicht erkennbar, warum sie auf ein dynamisches Preissignal reagieren sollten, wenn Redispatch-Vergütungen wirtschaftlich attraktiver oder zumindest risikolos verfügbar bleiben.

Zudem würde ein vorzeichengerechtes Signal eine sehr hohe räumliche und zeitliche Granularität sowie eine präzise Parametrierung erfordern. Aus Sicht der E.ON-VNB steigt damit

die Komplexität erheblich, ohne dass ein belastbarer netzwirtschaftlicher Mehrwert oder eine verlässliche Lenkungswirkung nachgewiesen ist.

Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:

- Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte?

Die E.ON-VNB sehen einen Fokus auf eine starke Anreizfunktion durch komplexe dynamische Netzentgelte für Einspeiser kritisch. Aus netzwirtschaftlicher Sicht ist nicht erkennbar, dass ein solches Instrument zuverlässig zu einer bewussten und zielgerichteten Verhaltensänderung führt. In Anbetracht des fehlenden Kosten-Nutzen-Beweises und des erheblichen und kostenintensiven Umsetzungsaufwandes, lehnen wir komplexe dynamische Netzentgelte ab.

Solange der dynamische Arbeitspreis, den ein Einspeiser als Netzentgelt zu zahlen hätte, unterhalb des Erlöses aus der Stromerzeugung liegt, besteht für den Anlagenbetreiber kein Anreiz, sein Verhalten anzupassen. In diesem Fall verbleibt für ihn weiterhin ein positiver Deckungsbeitrag, sodass eine Reaktion auf das Preissignal wirtschaftlich nicht rational ist. Erst wenn das dynamische Entgelt höher wäre als der erzielbare Erzeugungserlös, würde ein wirksamer Anreiz entstehen – mit dem Risiko abrupten und möglicherweise übermäßigen Verhaltens („Überreaktionen“).

Ein solcher Ansatz erfordert zudem eine sensible und exakte Parametrierung, um weder wirkungslos zu bleiben noch unverhältnismäßige Effekte auszulösen. Die Notwendigkeit eines nachträglichen „Nachsteuerns“ durch Absenkung dynamischer Entgelte unterstreicht aus Sicht der E.ON-VNB die grundsätzliche Unsicherheit dieses Ansatzes.

- Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständigen Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?

Option 2 schließen wir aus, da eine zu geringe Anfangshöhe des dynamischen Netzentgelts in der Einführungs- und Lernphase voraussichtlich keine nennenswerten Verhaltensänderungen bewirkt und somit die gewünschte Wirkung verfehlt wird.

Freundliche Grüße

