

Statkraft: Position zum Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]

Es ist positiv, dass die BNetzA eine Diskussion darüber fortführt, wie die Netzentgeltsystematik weiterzuentwickeln ist. Die Themen sind nicht abschließend – weitere wichtige Punkte wie vermiedene Netzentgelte oder Anreizregulierung werden in separaten Verfahren behandelt. Für ein stimmiges Gesamtbild müssten allerdings alle Prozesse zusammen betrachtet werden.

Wichtig ist zudem, dass es keine Vorfestlegung auf bestimmte Formen von Netzentgelten gibt, wie es zumindest im Workshop der BNetzA den Eindruck gemacht hatte. Die Diskussion um die vorgelegten Optionen muss ergebnisoffen geführt werden.

Zudem ist auch Transparenz und eine Beteiligung der Marktteilnehmer bei den nun folgenden Prozessen und Detaildiskussionen notwendig.

Ebenso relevant sind die Aspekte der Vorhersehbarkeit und Anpassungsfähigkeit. Gerade bei tiefgreifenden Veränderungen ist es wichtig, dass alle relevanten Akteure genügend Zeit haben, sich auf neue Bedingungen einzustellen und bei Bedarf ihre Strategien anzupassen. Netzentgelte sollten so gestaltet sein, dass sie die Preissignale des Großhandelsmarktes weder verzerren noch überlagern/verdecken. Nur wenn die Preissignale zu Stromangebot und -nachfrage bei Erzeugern, Flexibilitätsanbietern und Verbrauchern unverfälscht ankommen, können diese passend und effizient im Sinne des Marktes und des Energiesystems reagieren.

Außerdem sollten Änderungen der Netzentgeltsystematik nur dann vorgenommen werden, wenn durch die Änderung ein signifikanter volkswirtschaftlicher Effizienzgewinn erwartbar wird.

Die von der BNetzA entwickelten Kriterien erscheinen sinnvoll zur Strukturierung der Diskussion und Bewertung verschiedener Reformschritte. Ebenfalls sollte aber auch berücksichtigt werden, dass die Netzentgeltsystematik die Erreichung der Energie- und Klimaziele unterstützen muss. Diesen wird sowohl im EU-Recht (bspw. RED) als auch im nationalen Recht (Bundes-KSG, EEG, EnWG) ein sehr hohes Gewicht eingeräumt. Dass sich aus der Energiewende Herausforderungen für den Netzbetrieb ergeben, ist offenkundig. Es ist angemessen, dass die Netznutzer dies berücksichtigen müssen. Dauerhafte Hemmnisse, die die Dekarbonisierung der Energieversorgung verzögern und/oder verteuern dürfen sich aber aus den anstehenden Reformen nicht ergeben.

Verbreiterung der Kostenträgerbasis für die Netznutzung: Sollen sich auch Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten beteiligen?

Es ist positiv, dass die BNetzA eine Diskussion darüber fortführt, wie die Netzentgelt-systematik weiterzuentwickeln ist. Die Themen sind nicht abschließend – weitere wichtige Punkte wie vermiedene Netzentgelte oder Anreizregulierung werden in separaten Verfahren behandelt. Für ein stimmiges Gesamtbild müssten allerdings alle Prozesse zusammen betrachtet werden.

Wichtig ist zudem, dass es keine Vorfestlegung auf bestimmte Formen von Netzentgelten gibt, wie es zumindest im Workshop der BNetzA den Eindruck gemacht hatte. Die Diskussion um die vorgelegten Optionen muss ergebnisoffen geführt werden.

Zudem ist auch Transparenz und eine Beteiligung der Marktteilnehmer bei den nun folgenden Prozessen und Detaildiskussionen notwendig.

Ebenso relevant sind die Aspekte der Vorhersehbarkeit und Anpassungsfähigkeit. Gerade bei tiefgreifenden Veränderungen ist es wichtig, dass alle relevanten Akteure genügend Zeit haben, sich auf neue Bedingungen einzustellen und bei Bedarf ihre Strategien anzupassen. Netzentgelte sollten so gestaltet sein, dass sie die Preissignale des Großhandelsmarktes weder verzerren noch überlagern/verdecken. Nur wenn die Preissignale zu Stromangebot und -nachfrage bei Erzeugern, Flexibilitätsanbietern und Verbrauchern unverfälscht ankommen, können diese passend und effizient im Sinne des Marktes und des Energiesystems reagieren.

Außerdem sollten Änderungen der Netzentgeltsystematik nur dann vorgenommen werden, wenn durch die Änderung ein signifikanter volkswirtschaftlicher Effizienzgewinn erwartbar wird.

Die von der BNetzA entwickelten Kriterien erscheinen sinnvoll zur Strukturierung der Diskussion und Bewertung verschiedener Reformschritte. Ebenfalls sollte aber auch berücksichtigt werden, dass die Netzentgeltsystematik die Erreichung der Energie- und Klimaziele unterstützen muss. Diesen wird sowohl im EU-Recht (bspw. RED) als auch im nationalen Recht (Bundes-KSG, EEG, EnWG) ein sehr hohes Gewicht eingeräumt. Dass sich aus der Energiewende Herausforderungen für den Netzbetrieb ergeben, ist offenkundig. Es ist angemessen, dass die Netznutzer dies berücksichtigen müssen. Dauerhafte Hemmnisse, die die Dekarbonisierung der Energieversorgung verzögern und/oder verteuern dürfen sich aber aus den anstehenden Reformen nicht ergeben.

Einspeiseentgelte

Statkraft lehnt die Einführung jeglicher Form von Einspeiseentgelten ab.

Es ist ein sinnvolles und notwendiges Anliegen die Entgeltsystematik einem volks- und energiewirtschaftlichen Optimum anzunähern. Dies geschieht jedoch nicht „auf der Grünen Wiese“, sondern in einer bestehenden Infrastruktur aus kapitalintensiven, langlebigen Anlagen. Diese wurden in einem bestimmten Umfeld geplant und finanziert – im Vertrauen darauf, dass wichtige Eckpfeiler dieses Systems während des Anlagenbetriebs erhalten bleiben. Dazu zählen bspw.

1. § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV¹, der bereits beim erstmaligen Erlass der Verordnung im Jahr 2005 enthalten war und sich seitdem nicht geändert hat, sowie
2. § 17 EEG², der trotz des EuGH-Urteils vom 02.09.2021 und dessen gesetzgeberischer Umsetzung im Jahr 2023 weiterhin gilt und sinngemäß in allen EEG-Fassungen seit dem Jahr 2000 Bestand hatte.

Vertrauens- und Bestandsschutz müssen unverrückbare Leitplanken bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik müssen sein. Auch die in § 1 EnWG niedergelegten Ziele und Zwecke des Gesetzes sind zu beachten, ebenso wie das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von EE-Anlagen (s. § 2 EEG). Festlegungen der BNetzA müssen demzufolge im Sinne einer treibhausgasneutralen Stromversorgung durch Erneuerbare Energien stehen.

Entscheidungen, die in einem idealisierten System sinnvoll erscheinen, müssen im bestehenden System anders bewertet werden, da sie hohe Umstellungskosten verursachen und andere Ziele wie bspw. die Dekarbonisierung gefährden könnten. Strukturbrüche hingegen müssen vermieden werden. Angestrebt werden sollte eine sinnvolle und maßvolle Weiterentwicklung.

Nicht zuletzt hat die BNetzA selbst erst jüngst in der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A) geschlussfolgert, dass eine „Einführung von Einspeiseentgelten in absehbarer Zukunft nicht in Betracht“ kommt. Es überrascht, dass innerhalb nur weniger Monate die Einordnung eines solchen Instruments so radikal geändert wird und trägt zur Verunsicherung von Investoren bei.

Ist Netzeinspeisung eine Form der Netznutzung, die mit Einspeiseentgelten an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte?

Statkraft lehnt die Einführung von Einspeiseentgelten ab. Aus Sicht eines Betreibers von Erneuerbare-, Speicher- und Gaskraftwerksanlagen besteht hierbei zunächst vor allem die Frage nach dem Vertrauensschutz für Bestandsanlagen im Zentrum. Die

¹ „Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.“

² „Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber.“

meisten EE-Anlagen wurden im EEG errichtet, das in § 17 die Kostentragung durch den Netzbetreiber vorsieht. Anders als noch der erste Entwurf zum EEG 2000 hat der Gesetzgeber in § 10 Abs. 2 S. 1 EEG 2000 das sog. System der flachen Anschlusskosten geregelt, was bedeutete, dass Netzausbaukosten allein dem Netzbetreiber auf-erlegt werden sollten (der das dann aber wieder in die Netznutzungsentgelte wälzen können sollte). Das ist inhaltlich letztlich bis heute so geblieben. Natürlich haben Anlagenbetreiber/Investoren diese über viele Jahre bestehende regulatorische Grundaufteilung ihren Entscheidungen zu Grunde gelegt. Dass die Anlagen die entsprechenden Kosten nicht zu tragen haben, kann als impliziter Teil der Förderzusage gewertet werden, die nicht im Nachhinein seitens des Staates – den die BNetzA trotz ihrer in der Zwischenzeit gewonnenen Unabhängigkeit in Netzentgeltfragen als Behörde nach wie vor repräsentiert – eingeschränkt oder aufgehoben werden darf.

Die Frage zielt darauf ab, ob eine angemessene Kostenteilung zwischen Einspeisern und Verbrauchern erreicht werden könne. Dass am Ende tatsächlich die Stromverbraucher weniger Kosten tragen müssten und nicht nur Zahlungsströme umgeleitet werden, muss zunächst einmal belegt werden. Kann dieser Nachweis nicht erbracht werden, fällt zumindest ein gewichtiges Argument, die Kostenentlastung der Verbraucher, als Argument für Einspeiseentgelte weg.

Aus unserer Sicht ist nicht davon auszugehen, dass der entstehende Zahlungsstrom nur die zwei Glieder „Einspeiser“ und „Netzbetreiber“ hätte. Jeder rational agierende Markakteur versucht die Kosten der Erzeugung und Einspeisung am Markt zu refinanzieren, mit entsprechenden Auswirkungen auf die von den Verbrauchern zu zahlenden Preise. Genau aus diesem Grund gibt es keine Einspeiseentgelte und es ist nicht ersichtlich, warum diese Überlegung heute nicht mehr gelten sollte.

Außerdem ignoriert die Fragestellung die Dynamik beim Umbau des Energiesystems im Zuge der Energiewende. Diese findet nicht nur auf Erzeugungsseite, sondern auch bei den Nachfragern statt. Viele heute nicht-elektrische Anwendungen sollen künftig mithilfe von Strom ausgeführt werden, bspw. mit Wärmepumpen, Elektroautos, Brennstoffbereitstellung oder industrieller Produktion. Auf Verbraucherseite steht diese Entwicklung jedoch noch in den Kinderschuhen und hat eine deutlich geringere Dynamik. Es ist aber klar, dass auch nachfrageseitig Bedarf am Ausbau der Netze besteht und bestehen würde. Selbst wenn man die These einer tatsächlichen Kostentragung durch die Einspeiser akzeptiert, ergibt sich die Frage nach der Verursachergerechtigkeit und einer möglichen Benachteiligung der Einspeiser aufgrund der Ungleichzeitigkeit der Energiewende auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite, wenn die Erzeuger die Kosten des Ausbaus tragen, von dem später auch die Nachfrager profitieren.

Ein neues Regime wäre nur dann zu rechtfertigen, wenn es zu einer deutlichen Reduzierung von Komplexität käme – was die BNetzA bereits selbst verneint – oder durch verbesserte Anreize die Gesamtkosten des Systems spürbar sinken. Hierbei sind positive Effekte zwar denkbar, ob diese jedoch Umstellungsaufwand und Transaktionskosten rechtfertigen, ist sehr fragwürdig und bedarf im Mindesten der weiteren

Prüfung. Aus unserer Sicht ist nicht zu erwarten, dass die Stromverbraucher in Summe spürbar entlastet würden. Demgegenüber steht ein massiver Aufwuchs an Bürokratie sowie andere negativen Folgen.

Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?

Die Auswirkungen auf den Strommarkt wären voraussichtlich erheblich und vielfältig.

Zunächst sind Wechselwirkungen mit dem EEG zu beachten. Am offensichtlichsten ist, dass die entstehenden Kosten in den geltenden Höchstwerten und Vergütungssätzen nicht abgebildet sind. Dies müsste aber erfolgen, denn das EEG dient der Umsetzung europarechtlicher Vorgaben zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und muss zu diesem Zweck bestehende Wirtschaftlichkeitslücken schließen. Die Einführung von Einspeiseentgelten (und deren Berücksichtigung im EEG) würde demzufolge die Förderkosten erhöhen und den Bundeshaushalt belasten. Womöglich wäre damit sogar das Haushaltsrecht des Bundestages berührt.

Auch Auswirkungen auf das Marktgeschehen sind zu erwarten, insbesondere bei einer Einführung arbeitspreisbezogener (dynamischer) Entgeltelemente. Diese wirken sich direkt auf die Merit Order aus. Es wäre nicht mehr garantiert, dass CO₂-arme Erzeuger als erste für die Bedarfsdeckung zum Zuge kommen. Das Preisniveau würde steigen, da solche Entgelte als variable Kosten behandelt würden. Im Ergebnis würde nicht mehr die Knappheit des homogenen Guts Strom im betreffenden Marktgebiet durch den Preis zum Ausdruck gebracht. In einem zunehmend von Erneuerbaren dominierten System würden immer häufiger Situationen auftreten, in denen der Börsenpreis auch von den Netzentgelten des Grenzeinspeisers bestimmt würde. Würden Einspeise-Arbeitsentgelte dynamisiert, könnte dann das Management eines lokalen Netzengpsses die Preisbildung im ganzen Marktgebiet bestimmen.

Darüber hinaus wären erhebliche Verzerrungen zu erwarten, wenn Bestandsanlagen weiterhin keine Entgelte zu entrichten hätten, Neuanlagen aber mit solchen belastet würden. Ein solches Nebeneinander ist nicht erstrebenswert und würde nicht zuletzt das Repowering von Anlagen erheblich hemmen. Bestandsanlagen jedoch mit Einspeiseentgelten zu belasten, widerspricht dem Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber. Das Ergebnis wäre eine Verzerrung des Strommarktes mit geringerer Effizienz und weniger Preistransparenz.

Eine weitere Konsequenz wären höhere Erlörisiken für EE-Erzeuger, was sich negativ auf das Investitionsverhalten auswirken dürfte. Ebenso würde ein Hemmnis für förderfreien EE-Ausbau geschaffen, da diese Anlagen die zusätzlichen Netzkosten nicht wälzen oder über höhere anzulegende Werte kompensieren könnten.

Ebenso würde ein Anreiz entstehen, sich mittels Direktleitungen oder Arealnetzen vom Netz der allgemeinen Versorgung abzukoppeln, was genau jene Erosion der

Kostenbasis zur Folge hätte, der entgegengewirkt werden soll (bspw. durch die Einbeziehung von Prosumern).

Ein weiterer wichtiger Aspekt sind die Auswirkungen der Diskussion um Einspeiseentgelte für den Ausbau gesicherter Leistung mittels der geplanten Ausschreibungen bzw. eines Kapazitätsmarktes. Netzentgelte, die sich nach der Leistung oder Kapazität von Anlagen richten, machen den Betrieb und Bau neuer Kraftwerke teurer, speziell für Spitzenlastkraftwerke, wie etwa die geplanten 20 GW an Gaskraftwerken, oder auch für Speicher, obwohl diese wegen ihrer Flexibilität großes Potential haben, netzdienlich eingesetzt zu werden. Das erschwert Investitionen und erhöht den Bedarf an staatlicher Unterstützung. In den geplanten Ausschreibungen können Bieter die entstehenden Kosten noch gar nicht abschätzen, werden das Risiko aber dennoch in ihren Geboten einpreisen müssen, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Förderkosten.

Auch bestehende Anlagen wären betroffen, was politisch schwierig ist. Auch hier könnten wieder Gaskraftwerke beispielhaft genannt werden, die wegen des Ausbaus der Erneuerbaren immer weniger Einsatzzeiten haben, als Spitzenlastkraftwerke aber weiterhin gebraucht werden und sogar zunehmend wichtig sind. Insgesamt ist unklar, ob solche Entgelte wirklich andere Stromnutzer entlasten würden

Wären Einspeiseentgelte auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?

Nein. Damit Netzentgelte den Standort beeinflussen könnten, müssten sie bei der Investition langfristig vorhersehbar sein. Das ist aber schwer, weil sich die Entgelte mit der Zeit ändern – und je stabiler sie sind, desto weniger spiegeln sie die tatsächlichen Netzkosten wider. Diese Unsicherheit macht Investitionen riskanter und teurer. Für eine gezielte Standortsteuerung wären andere Instrumente besser geeignet, zum Beispiel Förderprogramme wie das EEG, Kapazitätsmechanismen oder Zuschüsse.

EE-Projekte sind zudem nicht frei in der Wahl ihres Standortes. Dies gilt insbesondere für Windenergieanlagen, deren Errichtung meist auf planerisch dafür ausgewiesenen Flächen erfolgt. Die Länder müssen diese laut WindBG bis spätestens Ende 2032 ausweisen. Die Netzbetreiber wiederum sind verpflichtet, ihre Netze vorausschauend auszubauen und regelmäßig entsprechende Pläne vorzulegen (§§ 1, 14d EnWG), die entsprechenden Kosten werden ihnen erstattet. Die Flächenplanungen der öffentlichen Hand können die Netzbetreiber dabei berücksichtigen. Auch die Flächenkulisse für den Ausbau geförderter PV-Freiflächenanlagen ist über die Vorgaben des EEG (§ 37) eng reguliert. Dieses regulatorische Umfeld muss berücksichtigt werden, wenn man die Notwendigkeit einer Standortsteuerung über die Netzentgelte diskutiert. Sie wird für die genannten Anlagentypen dadurch stark gemindert.

Zu ergänzen ist, dass nicht alle Entgelt-Formen überhaupt eine steuernde Wirkung entfalten könnten. Bei Grundpreisen ist dies qua Definition ausgeschlossen. In der Theorie können Einspeiseentgelte mit einer entsprechenden Dynamisierung und

Differenzierung auch Standortsignale senden, gehen aber für alle Beteiligten mit hohem Aufwand und entsprechenden Unsicherheiten einher.

Welche Ausgestaltungsvariante für Einspeiseentgelte (Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis, Grundpreis) wären vorzugswürdig, um die Ziele der Finanzierungs- oder der Steuerungsfunktion bestmöglich zu erfüllen und gleichzeitig marktverzerrende Wirkungen zu begrenzen?

Grundpreise wären nach dem Verständnis des vorliegenden Papiers von allen Nutzern gleichermaßen zu entrichten. Sie wären damit ein Eingriff in den Vertrauensschutz bestehender Anlagen. Arbeitspreise hätten eine erhebliche Verzerrung des Geschehens am Strommarkt zur Folge. Es ist nicht erwiesen, dass eine faktische Kostenentlastung der Stromentnahme tatsächlich eintreten und der entstehende Mehraufwand gerechtfertigt wird. Damit blieben als mögliche Zielstellungen der Bepreisung der Einspeiser Anreizfunktionen hinsichtlich des Betriebes und der Standortwahl übrig, die aber auch durch andere Instrumente erreicht werden können.

An welchen Kosten sollten sich Einspeiser über Einspeiseentgelte beteiligen? An bestimmten Kosten z. B. für Redispatch, Regelenergie und/ oder den Kosten für Verlustenergie? An den Mehrkosten aus der EE-Integration, die z. B. durch den Mechanismus der Festlegung zur EE-Kostenwälzung festgestellt werden könnten? Oder sollten sich Einspeiser wie Letztverbraucher über ein allgemeines Netzentgelt an der Finanzierung der Netzkosten uneingeschränkt beteiligen?

In Anlehnung an die o. g. Ausführungen ist es höchst fraglich, dass tatsächlich die Einspeiser die entstehenden Kosten tragen, sondern wiederum die Verbraucher in einem deutlich komplexeren System.

Selbst, wenn man die Prämisse einer tatsächlichen Kostenbeteiligung der Einspeiser akzeptiert, ergeben sich erhebliche Bedenken. §17 EEG stellt Betreiber von EE-Anlagen von den Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus der Netze frei. Jede in Deutschland existierende Anlage wurde unter dieser Prämisse errichtet und gefördert. Eine nachträgliche Kostenbeteiligung wäre eine erhebliche Verletzung des Vertrauensschutzes mit negativen Auswirkungen auf den Betrieb bestehender und die Errichtung neuer Anlagen.

Bezüglich der Redispatch-Kosten sieht das EU-Recht klar vor, dass Anlagenbetreibern die Kosten für Redispatch-Maßnahmen durch die Netzbetreiber zu erstatten sind. Es gibt nur eine Ausnahme von dieser Regel, nämlich eine einvernehmlich getroffene Vereinbarung im Rahmen eines Netzanschlussvertrages (Art. 13 Abs. 7 EBM-VO). Die EU-Gesetzgeber haben damit zum Ausdruck gebracht, dass EE-Anlagenbetreiber die Kosten des Redispatches nicht tragen sollen. Es besteht kein Grund zu der Annahme, dass dies für eine indirekte Kostenbeteiligung im Rahmen der Netzentgeltsystematik nicht gelten sollte. Eine Sozialisierung aller Redispatch-Kosten über alle Einspeiser

birgt zudem die Gefahr, dass einzelne Einspeiser wirtschaftlich schlechtergestellt werden.

Baukostenzuschüsse

Wären Baukostenzuschüsse eine geeignete Ergänzung oder eine sinnvolle Alternative der Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten?

BKZ sind eine Ausformung von Netzentgelten, ebenso wie Arbeits-, Grund-, Leistungs- oder Kapazitätspreise. Einspeiser mit solchen zu belasten, sieht Statkraft grundsätzlich kritisch.

Sollte in der Abwägung eine Beteiligung der Einspeiser gewollt werden, stellt sich die Frage nach der konkreten Ausgestaltung. Hier sollten die vier genannten Optionen gleichberechtigt nebeneinander gestellt und gegeneinander abgewogen werden.

BKZ haben grundsätzlich den Vorteil, dass sie nur für neue Anlagen erhoben werden könnten und damit Probleme des Vertrauens- und Bestandsschutzes bzw. eines Nebeneinanders von entgeltpflichten und nicht-entgeltpflichtigen Einspeisern im Strommarkt umgehen. Sie könnten zudem eine netzdienliche Standortwahl zielgenauer sicherstellen als es bspw. dynamische Entgeltkomponenten täten.

Zu beachten wären folgende Aspekte: Zum einen muss die Erhebung mittels einer transparenten, diskriminierungsfreien und einheitlichen Methodik auch auf Verteilnetzebene erfolgen, damit die Kosten vorhersehbar kalkuliert werden können. Hierzu muss die BNetzA, sollte sie sich zu einer Einführung von BKZ entscheiden, ein eigenes ergebnisoffenes Festlegungsverfahren mit entsprechender öffentlicher Konsultation durchführen. Zum anderen dürfen die BKZ in der Höhe nicht zu einem Ausbremsen des gewollten Ausbaus erneuerbarer Energien führen.

Welche Auswirkungen auf den Strommarkt werden gesehen?

BKZ haben nach unserer Einschätzung keine direkten Auswirkungen auf das Geschehen am Strommarkt. Sie beeinflussen aber Investitionsentscheidungen und können Investoren verunsichern. Wenn dies zu einem verzögerten Ausbau von Erneuerbaren, Speichern oder benötigten Kraftwerken führt, hat das dies natürlich auch einen Einfluss auf das Marktgeschehen.

Wären Baukostenzuschüsse auch ein geeignetes Instrument der Standortsteuerung?

Wie ausgeführt gibt es für Erneuerbare Energien keine Wahlfreiheit bei den Standorten. Insofern stellt sich die Frage, ob dem Aspekt der Verursachergerechtigkeit hier tatsächlich gedient wird. Innerhalb dieses planerischen Flächenregimes können BKZ aber voraussichtlich eine steuernde Wirkung im Hinblick auf eine effiziente Nutzung des bestehenden Netzes haben

Sollten Baukostenzuschüsse für Einspeiser in Anlehnung an die sogenannte EE-Kostenwälzung auf Netzgebiete beschränkt werden, in denen die Einspeisung der wesentliche Treiber für Netzausbaukosten ist?

Hier ergäben sich zusätzliche Abgrenzungsfragen, namentlich durch welche Form von EE-Anlagen dieser Netzausbau maßgeblich getrieben wird. Wären es bspw. kleine Prosumer- oder sonstige Dachanlagen, müssten diese im Sinne der Verursachergerechtigkeit ebenfalls einen BKZ leisten. Eine Beschränkung auf Wind- oder Freiflächenanlagen wäre in einem solchen Fall eine eklatante Verletzung eben jenes Verursacherprinzips, das als Rechtfertigung für diese Beteiligung herangezogen wird.

Dynamische Netzentgelte: Welche zeitliche und regionale Auflösung sollten Netzentgelte haben?

Dynamische Netzentgelte können in der Theorie vor allem dazu dienen, netzdienliches Verhalten anzureizen sowie lokale Signale für die Ansiedlung von Anlagen zu setzen. Gleichzeitig sind sie komplex und bedürfen einer entsprechend leistungsfähigen Infrastruktur. Wie bereits in dem Workshop angemerkt, ist die Umsetzung der Festlegung nach § 14a EnWG heute für die VNB mit hohem Aufwand verbunden. Ob sich dieser im Zeitverlauf reduzieren lässt, muss sich zeigen. Das wirft aber die Frage auf, ob die Ziele einer netzdienlichen Lokalisierung und Fahrweise nicht mit weniger aufwändigen Mitteln erreicht werden könnten. Dabei sollte u. U. nach Nutzergruppen unterschieden werden.

Welchen Grad der Dynamisierung von Netzentgelten sehen sie als sinnvoll an?

Statkraft lehnt die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser und Speicher ab. Sollte dieser Schritt jedoch grundsätzlich gegangen werden, ist die Frage der Dynamisierung automatisch zu diskutieren. Der Umsetzungsaufwand für alle Beteiligten ist hierbei ein entscheidender Aspekt. Eine weitgehende Flexibilisierung (viertelstundenscharfe flexible Arbeitspreise) erscheint zwar in der Theorie optimal, aber birgt zweifellos große Herausforderungen. Insofern sind einfache Modelle zu bevorzugen.

Soll die Dynamisierung von Netzentgelten allein der verbesserten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten dienen oder sollen sie auch eine Option sein, Anreize zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau sein?

Es ist sinnvoll zu erörtern, welche Anreize das Netzentgeltsystem für eine effiziente Netznutzung setzen kann. Der Ausbau eines Netzes „bis zum letzten Kilowatt“ ist volkswirtschaftlich ineffizient und sollte im Sinne der Kostenbegrenzung vermieden werden. Gleichwohl muss sorgsam abgewogen werden, welche Priorität man diesem Aspekt beimisst. Es darf nicht die Gefahr einer überschießenden Netzausbauvermeidung entstehen, die an anderen Stellen unerwünschte Konsequenzen nach sich zieht.

Speicherentgelte: Wie soll das zukünftige Entgeltregime für mobile und stationäre Speicher aussehen?

Wir begrüßen es, dass die BNetzA die Rolle von Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik als eigene Thematik herausstellt und erörtert. Speicher sind ein unverzichtbarer Bestandteil eines Energiesystems, das dekarbonisiert und effizient sein soll. Dies gilt sowohl für das Stromsystem an sich als auch sektorenübergreifend. Hier können Speicher wichtige Schnittstellen bilden, bspw. zwischen Strom- und Wärmesektor. Der Begriff des (Energie-)Speichers subsummiert jedoch viele verschiedene Technologien, die aus Sicht des Stromnetzes jedoch nicht alle gleichermaßen einzustufen sind.

So sind bspw. Wärmespeicher nicht in der Lage, die gespeicherte Energie in Form von Elektrizität in das Stromnetz zurückzuspeisen, bevor diese wiederum einer Endanwendung zufließt. Aus Sicht des Stromsystems wurde die an einen Wärmespeicher abgegebene Kilowattstunde verbraucht, er ist damit eindeutig eine Last.

Ähnliches könnte man für Elektrolyseure feststellen. Zwar ist theoretisch auch die Rückverstromung des Wasserstoffs am selben Standort möglich, womit die entsprechende Anlage funktionell einem Stromspeicher entspräche. Dies wird aber auf absehbare Zeit in der Praxis keine Rolle spielen. Elektrolyseure sind aufgrund ihrer Schnittstellenfunktion zum Wasserstoffsystem dennoch gesondert zu betrachten. Es wäre nach unserer Auffassung falsch, Elektrolyseure nur aus der Perspektive der Strominfrastruktur heraus zu bewerten. Man sollte sie stattdessen in ihrer Schnittstellenfunktion netzentgeltseitig würdigen. Eine unangemessen hohe Belastung der Commodity Wasserstoff mit Infrastrukturkosten (Stromverbrauchs- und Wasserstoffeinspeise- und -ausspeise-Netzentgelte) ist unbedingt zu vermeiden. Anderenfalls droht eine weitere Schwächung des ohnehin fragilen Markthochlaufs von Wasserstoff, die Erreichung der Klimaziele wäre gefährdet und nicht zuletzt auch das Gelingen der Kernnetzfinanzierung über das Amortisationskonto hohen Risiken ausgesetzt. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass es noch kein einheitliches Verständnis davon gibt, was System- (und/oder Netzdienlichkeit) von Elektrolyseuren eigentlich konkret bedeutet. Grundsätzlich halten wir es für sinnvoll und angemessen, Elektrolyseure in Anlehnung an den heutigen § 118 Abs. 6 EnWG von Netzentgelten zu befreien. Netzdienlicher Betrieb und Lokalisierung lassen sich bei Bedarf über andere Instrumente, die mit weniger Risiken an anderer Stelle einhergehen, ebenso zielgenau sicherstellen. Das ist auch deswegen sachgerecht, weil Elektrolyseure in der Lage sind, das Stromsystem zu entlasten, z. B. durch Nutzung von Überschussstrom.

Im Fokus der Diskussion stehen Speicher, die eingespeicherte Energie auch in Form von Strom wieder abgeben, wozu vor allem Pumpspeicher und in zunehmendem

Maße auch Batteriespeicher zählen. Auf diese Form beziehen sich die folgenden Ausführungen.

Sehen Sie eine besondere Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik als gerechtfertigt an? Was sind die Gründe?

Statkraft lehnt jegliche Netzentgelte für Pumpspeicher und andere Stromspeicher ab. Speicher wurden bzw. werden häufig sowohl als Last als auch als Erzeuger behandelt. Allerdings weisen sowohl das EU- als auch darauf aufbauend das nationale Recht Stromspeichern eine Sonderrolle zu, die seit dem 01.07.2023 in § 3 Nr. 15d EnWG Niederschlag findet. In Anlehnung daran hat der Gesetzgeber die besondere Rolle der Speicher in §11c EnWG (überragendes öffentliches Interesse) und die Verlängerung der geltenden Netzentgelt-Befreiungen (§ 118 Abs. 6 EnWG) gewürdigt. Netzentgelte für den Pumpstrom stellen eine erhebliche Kostenbelastung für Pumpspeicherkraftwerke dar. Die zeitliche Begrenzung der Befreiung von Netzentgelten nach § 118 Abs. 6 auf 10 Jahre sollte schnellstmöglich abgeschafft werden. Haben Pumpspeicherbetreiber investiert, sollten sie dauerhaft von der Befreiung profitieren können.

Anders als von der BNetzA dargestellt, leisten Speicher einen erheblichen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems. Die Einsatzgebiete von Speichern sind äußerst vielfältig und reichen von der Optimierung der Netzeinspeisung einer EE-Anlage, Arbitrage-Geschäfte und Systemdienstleitungen bis hin zur Eigenverbrauchsoptimierung und Mobilitätsbereitstellung. Mit diversen Gesetzesänderungen hat der Gesetzgeber zudem seinen Willen zum Ausdruck gebracht, dass Speicher auch zu mehreren Zwecken eingesetzt werden sollen (bspw. § 19 EEG).

Wie Speicher behandelt werden sollten, hängt davon ab a) welche Ziele die Netzentgeltsystematik verfolgt, b) was einzelne Netzentgeltkomponenten bepreisen und bewirken sollen und c) wozu dieser Speicher konkret eingesetzt wird.

Grundsätzlich halten wir die geltende Befreiung der Speicher von Netzentgelten auch über 2029 hinaus für gerechtfertigt. Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Speichern, die auch in einer einzelnen Anlage nebeneinander stehen können, ist eine sachgerechte Einbindung hochkomplex und geht mit einem hohen Risiko von Fehlentscheidungen einher. Zudem ist es möglich, die Belastung des Netzes, bspw. in Engpasssituationen, im Rahmen der Netzanschlussvereinbarung auszuschließen und notfalls zu pönalisieren.

Hinsichtlich der Speicher ist es zudem wichtig, auch den in einer separaten Konsultation erörterten Tatbestand der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 StromNEV) zur berücksichtigen, der auch auf Speicher angewendet werden kann. Würden beide Tatbestände ersatzlos gestrichen, hätte dies für bestehende Anlagen erhebliche Folgen. Das Pumpspeicherkraftwerk in Erzhausen bspw. hätte zusätzliche Kosten im deutlich zweistelligen Millionenbereich zu schultern (ohne die mögliche Berücksichtigung möglicher Einspeiseentgelte!). Es stünde durch einen solchen Schritt also nicht nur der

weitere, notwendige Hochlauf der Speicher in Frage, sondern unter Umständen auch der weitere Betrieb des schon existierenden Bestandes.

Welche Rabattform kommt welchen Speichermodellen und Geschäftsfeldern entgegen?

Statkraft lehnt die Einführung von Netzentgelten für Stromspeicher ab. Wie bei den Einspeisern halten wir es für nicht erwiesen, dass eine echte Kostenteilung mit der Netzentnahme erreicht würde. Die Ziele hinsichtlich Betriebsweise und Standortwahl sind anderweitig mit Zielgenauigkeit und weniger Aufwand erreichbar.

Ist die Verbindung mit einem flexiblen Netzanschlussvertrag geeignet, eine netzneutrale Einbindung sicherzustellen?

Wir sehen in Netzanschlussverträgen ein Instrument, um netzdienlichen Betrieb sicherzustellen. Entsprechende Vereinbarungen existieren bereits heute, sodass zusätzliche ökonomische Anreizversuche nicht Mehrwert stiftend sind, sondern nur Kosten und Risiken vergrößern.

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt über 6.000 Mitarbeiter in mehr als 20 Ländern.

Kontakt:

Claudia Gellert
Head of Political Affairs Germany
claudia.gellert@statkraft.com

Michael Koch
Manager Political Affairs Germany
michael.koch@statkraft.com