SHELL-STELLUNGNAHME ZUR KONSULTATION DER BUNDESNETZAGENTUR ZU SPEICHERNETZENTGELTEN: ORIENTIERUNGSPUNKTE DER BNETZA – FESTLEGUNGSVERFAHREN AGNES (GBK-25-01-1#3)

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, im Rahmen des laufenden Konsultationsverfahrens zur geplanten AgNes-Netzentgeltreform Stellung zu nehmen. Grundsätzlich halten wir Einspeisenetzentgelte für ein ungeeignetes Instrument, um Netzkosten verursachungsgerecht zuzuordnen oder Engpässe effizient zu adressieren. Die wesentlichen Kostentreiber (Netzausbau, strukturelle Engpässe, Systemdienstleistungen) sind überwiegend netz- und systembedingt und lassen sich durch das Verhalten der meisten Erzeuger, insbesondere Wind und PV, kurzfristig kaum beeinflussen. Ein Einspeisetarif würde daher primär Kosten verlagern, Investitionsrisiken erhöhen und letztlich die Strompreise für Verbraucherinnen und Verbraucher steigern, ohne einen proportionalen Systemnutzen zu liefern.

Vor diesem Hintergrund sprechen wir uns gegen die Einführung von Einspeisenetzentgelten aus. Falls die BNetzA dennoch an einer Einführung festhält, muss der Ansatz strikt auf Neuanlagen begrenzt werden und mit umfassendem Vertrauensschutz für den Bestand einhergehen. Jede nachträgliche Belastung bestehender Anlagen wirkt wie eine rückwirkende Renditekürzung und untergräbt die Kalkulationsgrundlage von Investoren und Finanzierern.

Im Folgenden beantworten wir die im Orientierungspapier aufgeworfenen Fragen im Einzelnen.

Frage 1

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 Zuordnung von Netzverlust- und Regelenergiekosten zur Finanzierungskomponente ist grundsätzlich nachvollziehbar, da diese Kosten weitgehend struktureller Natur sind und nicht kurzfristig durch Verhaltensänderungen beeinflusst werden können. Allerdings sollte hinterfragt werden, ob die Anlastung dieser Kosten bei Einspeisern überhaupt den gewünschten Effekt erzielt. Netzverluste und Regelenergiebedarf resultieren aus der Gesamtheit des Systembetriebs – nicht aus der Einspeisung allein. Eine hälftige Zurechnung suggeriert eine Verursachungsgerechtigkeit, die in der physischen Realität so nicht gegeben ist. Es besteht die Gefahr, dass die Kapazitätspreise durch die Einbeziehung dieser Kosten eine Höhe erreichen, die insbesondere für bestehende EE-Anlagen eine unverhältnismäßige Belastung darstellt. Die Zuordnung zur Anreizfunktion wäre ebenfalls problematisch, da Einspeiser ihre Netzverluste nicht aktiv steuern können. Im Ergebnis wäre es am konsistentesten, diese Kosten weiterhin primär der Entnahmeseite zuzuordnen und den Finanzierungsbeitrag der Einspeiser so gering wie möglich zu halten.

Frage 2

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

Auch wenn EE-Anlagen niedrige Grenzkosten haben, können Einspeiseentgelte signifikante Preiseffekte entfalten – und zwar auf mehreren Ebenen. Erstens: Kapazitätsentgelte erhöhen die Fixkosten und werden bei Neuanlagen über höhere Auktionsgebote in den anzulegenden Wert eingepreist, was den Förderbedarf steigert oder den Neuausbau verzögert. Zweitens: Selbst bei Kapazitätspreisen ohne direkte Merit-Order-Wirkung entsteht ein indirekter Effekt auf Bestandsanlagen, deren Wirtschaftlichkeit sich verschlechtert und die im Extremfall vorzeitig stillgelegt werden könnten, was das Angebot verknappt und Preise erhöht. Drittens: Im grenzüberschreitenden Handel werden deutsche Erzeuger durch jede Form von Einspeiseentgelten gegenüber Anbietern ohne solche Entgelte benachteiligt. Diese asymmetrische Belastung im Binnenmarkt ist wettbewerbsverzerrend. Der Effekt auf Exporte mag bei reinen Kapazitätsentgelten geringer sein als bei Arbeitspreisen, ist aber keineswegs null. Die BNetzA sollte daher das Ausmaß der Einspeiseentgelte so gering wie möglich halten.

Frage 3

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 Beschränkung auf volleinspeisende Anlagen mit Leistungsmessung ist ein sinnvoller erster Schritt, um die Komplexität beherrschbar zu halten

Frage 4

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

Ein umfassender Vertrauensschutz ist aus unserer Sicht zwingend und muss alle Bestandsanlagen umfassen, unabhängig davon, ob sie (noch) EEG-gefördert, post-EEG, merchant oder über langfristige PPAs vermarktet werden. Jede nachträgliche Belastung bestehender Anlagen wirkt wie eine rückwirkende Renditekürzung und untergräbt die Kalkulationsgrundlage von Investoren und Finanzierern.

Wenn überhaupt, dürfen Einspeiseentgelte nur für Neuanlagen gelten, die dieses Risiko ex ante in Gebote, Finanzierung und Vertragsgestaltung einpreisen können. Für eine effiziente und damit kostensenkende ex ante Einpreisung ist es jedoch notwendig, dass (auch dynamische)

Netzentgeltkomponenten über den langfristigen Investitionszeitraum zuverlässig vorhergesagt werden können – ansonsten erschwert das unbepreisbare Kostenrisiko die Investitionsentscheidung. Für Bestandsanlagen sollte eine vollständige Befreiung (Grandfathering) gelten, mindestens jedoch eine langfristige, rechtssichere Übergangsregelung mit klaren Stichtagen und ohne nachträgliche Parameteränderungen.

Frage 5

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

Die Gesamtwirkungen sind erheblich und werden von im Papier unterschätzt. Bei einem Kapazitätsentgelt von 4.000–7.000 €/MW/Jahr ergibt sich bei einer typischen Onshore-Windanlage mit 2.500 Volllaststunden eine LCOE-Erhöhung von 1,60–2,80 €/MWh. Bei einer PV-Anlage mit 1.000 Volllaststunden steigt dieser Effekt auf 4,00–7,00 €/MWh – was bei aktuellen Auktionspreisen von ca. 50–70 €/MWh einem Anstieg von 6–14% der Gesamtkosten entspricht. Für Bestandsanlagen, die diese Kosten nicht in ihren Geboten berücksichtigen konnten, wirkt das Entgelt wie eine nachträgliche Renditekürzung. Bei Anlagen, die ohnehin marginal wirtschaftlich sind (z.B. ältere Windanlagen mit auslaufender EEG-Förderung), kann ein Kapazitätsentgelt den Unterschied zwischen Weiterbetrieb und Stilllegung ausmachen. Die kumulative Belastung aller drei Instrumente (Kapazitätspreis + dynamische Komponente + BKZ) sollte gemeinsam bewertet werden und sicherstellen, dass die Gesamtbelastung ein Minimum bleibt. Dies wird bei langfristigen Stromabnahmeverträgen (PPAs) noch verschärft, was die Unsicherheit auf dem Markt weiter erhöhen würde.

Section 9 – Anreizfunktion

Frage 1

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

Die zentrale Frage ist, ob ein dynamisches Einspeiseentgelt überhaupt einen Verhaltenseffekt erzielen kann, den bestehende Instrumente (bspw. Redispatch 2.0) nicht bereits leisten. Die große Mehrheit der EE-Anlagen (Wind, PV) hat nahezu keine kurzfristige Flexibilität: Sie speisen ein, wenn Wind weht oder Sonne scheint, und können ihre Produktion nicht verschieben. Ein Preissignal, auf das der Adressat nicht reagieren kann, ist kein Anreiz, sondern Kostenverschiebung. Für netzdienliches Verhalten bedarf es eines minimalistischen, transparenten Designs: zeitlich klar begrenzt auf tatsächliche Engpasssituationen, vorzeichengerecht ausgestaltet, und mit einer Anfangshöhe, die zunächst das Reaktionsvermögen testet, bevor Kosten aufgebaut werden. Wir unterstützen die Idee, mit der niedrigsten möglichen Stufe zu beginnen und empirisch zu prüfen, ob überhaupt eine Verhaltensreaktion eintritt.

Frage 2

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 Verknüpfung mit Engpassmanagementkosten ist konzeptionell schlüssig, birgt aber Risiken. Engpassmanagementkosten sind hochvolatil und regional sehr unterschiedlich verteilt. Eine hälftige Anlastung bei Einspeisern suggeriert eine symmetrische Verursachung, die so nicht besteht. Eine 50/50-Allokation ist genauso arbiträr wie jede andere gewählte Quote. Engpässe resultieren aus Netzstrukturdefiziten, nicht primär aus dem Verhalten einzelner Einspeiser. Zudem besteht die Gefahr einer Doppelbelastung: Einspeiser, die bereits im Rahmen von Redispatch abgeregelt werden (ohne Entschädigung in vollem Umfang), würden zusätzlich mit Engpassmanagementkosten belastet. Wenn Engpassmanagementkosten als Bemessungsgrundlage herangezogen werden, muss sichergestellt sein, dass der Anteil der Einspeiser deutlich unter 50% bleibt und die Wechselwirkung mit dem bestehenden Redispatch-Regime berücksichtigt wird.

Darüber hinaus scheint es nicht sachgerecht, systemische Effekte administrativ vorwegzunehmen und über Netzentgelte zu steuern, wenn das zu lösende Problem im Redispatch liegt. Zielführender wäre die konsequente Umsetzung eines marktbasierten Redispatch-Ansatzes zur Verbesserung des Engpassmanagements.

Frage 3

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?

Dies ist ein inhärenter Zielkonflikt: Ein Preissignal, das keinen Einfluss auf die Vermarktung hat, hat per Definition auch keine Anreizwirkung. Das Papier erkennt dies implizit an, indem sie von einer „Lernphase" spricht. In der Praxis bedeutet dies: Die dynamische Komponente muss in der Einführungsphase so niedrig sein, dass sie im Vergleich zum Marktpreis vernachlässigbar ist (z.B. unter 1 €/MWh), und darf nur in echten Engpasssituationen zur Anwendung kommen. Die vorzeichengerechte Ausgestaltung (positive Zahlung bei Engpässen, Gutschrift bei Entlastung) ist dabei essentiell, um sicherzustellen, dass das Signal netto nicht zu einer systematischen Belastung wird. Eine transparente ex-ante Veröffentlichung der Engpassprognosen ist notwendig, damit Erzeuger überhaupt reagieren können.

Frage 4

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?

Ein Start zum 1.1.2029 ist technisch grundsätzlich möglich für leistungsgemessene Anlagen, da die messtechnischen Voraussetzungen (Viertelstundenmessung) bereits gegeben sind. Allerdings sollte die Fähigkeit zur Einführung nicht mit der Sinnhaftigkeit verwechselt werden. Die entscheidende Frage ist nicht, ob man 2029 starten kann, sondern ob man 2029 starten sollte, angesichts der Tatsache, dass gleichzeitig Kapazitätspreise und möglicherweise BKZ eingeführt werden. Eine zeitliche Staffelung wäre sinnvoll: zunächst nur die dynamische Komponente, um deren Wirkung isoliert messen zu können, bevor Kapazitätspreise hinzukommen. Eine simultane Einführung aller drei Instrumente zum gleichen Zeitpunkt erschwert die empirische Bewertung und überfordert die betroffenen Akteure.

Frage 5

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

Die Koordination mit Redispatch ist ein kritischer Punkt, der bisher unterbelichtet ist. Es darf keine Situation entstehen, in der ein Einspeiser einerseits ein dynamisches Netzentgelt für die Einspeisung in einer Engpasssituation zahlt und andererseits durch den Netzbetreiber im Rahmen des Redispatch zur Abregelung aufgefordert wird, womöglich ohne volle Entschädigung. Die dynamische Entgeltkomponente und der Redispatch-Prozess müssen als ein integriertes Instrument verstanden werden. Konkret: Wird ein Einspeiser im Redispatch abgeregelt, darf in dieser Stunde kein zusätzliches dynamisches Netzentgelt anfallen. Die BNetzA muss eine klare Hierarchie definieren, andernfalls entstehen widersprüchliche Signale und eine faktische Doppelbelastung.

Frage 6

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

Eine Regionalisierung ist aus Effizienzsicht theoretisch wünschenswert, aber praktisch hochproblematisch. Stark regionalisierte Entgelte schaffen Standortrisiken, die sich negativ auf die Finanzierbarkeit neuer Projekte auswirken. Banken und Investoren werden ein regionales Entgeltrisiko einpreisen, was die Kapitalkosten erhöht. Zudem besteht die Gefahr, dass gerade die windreichsten Standorte (Norddeutschland, Offshore-Einspeisepunkte) systematisch die höchsten Engpasskosten tragen müssen, was paradoxerweise die effizientesten Standorte bestraft. In der Einführungsphase sollte die Regionalisierung minimal gehalten werden (maximal Unterscheidung nach Netzzone, nicht nach einzelnem Netzverknüpfungspunkt). Eine zu granulare Regionalisierung überfordert zudem die Informationsverarbeitung der Marktteilnehmer.

Frage 7

Insbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar 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?

Nein. Wenn die Engpässe auf den unteren Spannungsebenen temporär und kurzfristig behebbar sind, rechtfertigt dies kein dauerhaftes, komplexes Entgeltsystem. Der Aufwand für die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte auf Verteilnetzebene, einschließlich Messtechnik, Datenaustausch, Abrechnung und Regulierung, steht in keinem vernünftigen Verhältnis zum erwartbaren Nutzen bei temporären Engpässen. Die bestehenden Instrumente (Redispatch 2.0) sind für diese Fälle ausreichend und zielgenauer. Die Fokus sollte sich auf die Übertragungsnetzebene und gegebenenfalls die Hochspannungsebene konzentrieren und die unteren Netzebenen von dynamischen Einspeiseentgelten ausnehmen.

Frage 8

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

Das Prinzip der Vorzeichengerechtigkeit ist richtig und wichtig, es mildert die einseitige Belastung der Einspeiser und schafft ein symmetrisches Anreizsystem. Ohne Gutschriften für netzentlastende Einspeisung wäre das dynamische Entgelt lediglich eine Zusatzsteuer. Allerdings ist der praktische Effekt hinter dem Engpass fragwürdig: Wenn in einer Region zusätzliche Erzeugung angereizt werden soll, müssen dort überhaupt steuerbare Anlagen vorhanden sein, die auf ein Preissignal reagieren können. Bei Wind- und PV-Anlagen ist diese Steuerbarkeit nicht gegeben, sie können nicht „mehr" einspeisen als die meteorologischen Bedingungen erlauben. Der Anreiz zur zusätzlichen Erzeugung hinter dem Engpass funktioniert daher nur für Speicher und flexible Erzeuger, nicht für den EE-Bestand. Die Vorzeichengerechtigkeit ist dennoch als Korrektiv zur Vermeidung systematischer Mehrbelastung unerlässlich.

Frage 9

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

Eindeutig Option 2. Option 1 birgt inakzeptable Risiken: Wirkmächtige dynamische Netzentgelte bei EE-Anlagen mit nahezu identischen Grenzkosten (Wind, PV) führen zwangsläufig zu Überreaktionen, entweder alle Anlagen in einer Region reagieren oder keine. Das Ergebnis wäre entweder massive gleichzeitige Abregelung (Versorgungssicherheitsrisiko) oder keinerlei Reaktion (reiner Kostentreiber). „Nachsteuern durch Senkung" nach einer Überreaktion klingt einfach, verursacht aber Investitionsunsicherheit und regulatorische Instabilität. Option 2, niedrige Anfangshöhe mit empirischer Lernphase, ist das einzig verantwortungsvolle Vorgehen. Die BNetzA kann die Höhe schrittweise anpassen, sobald belastbare Daten zum Reaktionsverhalten vorliegen. In der Einführungsphase sollte das Primat auf Informationsgewinn liegen, nicht auf Engpassentlastung.

Wir danken Ihnen im Voraus für die Berücksichtigung unserer Anmerkungen.