Berlin, 27. Februar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1 Einleitung 3

2 Zu den Orientierungspunkten der BNetzA 5

2.1 Ermittlung des wirksamen Preissignals 5

2.2 Praxistaugliche Umsetzung 6

2.3 Auswirkungen auf Erlösstabilität und Netznutzungsabrechnung 8

2.4 Adressierte Kundengruppen 9

2.5 Fragliche Wirkung des dynamischen Arbeitspreises 10

1 Einleitung

Preissignale aus dem Netz können, sofern sie richtig ausgestaltet sind, Anreize für eine optimiert netzdienliche Netznutzung setzen. Das von der BNetzA vorgeschlagene Modell zu dynamischen Netzentgelten ist dafür jedoch nicht geeignet. Grundvoraussetzung für eine Anreizsetzung über Preissignale aus dem Netz ist, dass diese für alle Beteiligten leistbar, anwendbar und nachvollziehbar sind. Daher kommt der Abwägung zwischen Aufwand und Nutzen eine essenzielle Rolle zu. Ein Netzausbau, der jede denkbare Gleichzeitigkeit abbildet, ist weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll. Um Spitzen in der Netzauslastung zu reduzieren und Netzkapazitäten effizienter zu nutzen, braucht es passende Instrumente, die eine effiziente zeitliche und räumliche Verschiebung von Einspeisung und Verbrauch unterstützen. Dies ist über variable Entgeltkomponenten erreichbar. Mit wirksamen Anreizen können notwendige Eingriffe der Netzbetreiber in den Betrieb von Anlagen von Verbrauchern und Kraftwerken bzw. Speichern reduziert werden. Theoretisch können volldynamische Netzentgelte, wie von der BNetzA vorgeschlagen, auch zu einer optimierten Netznutzung führen. Dies setzt aber voraus, dass eine praktikable Umsetzung gegeben ist. **Das Modell der BNetzA zu dynamischen Netzentgelte ist in der Praxis nicht umsetzbar.** Die Zielsetzung der BNetzA, den Anstieg der Redispatch- und der Netzausbaukosten zu dämpfen, ist grundsätzlich richtig und ambitioniert. **Das angestrebte Ziel einer signifikanten Reduzierung der Engpässe und Redispatch-Kosten kann aber mit dem Modell der BNetzA nicht erreicht werden**. Dies bestätigten die Ausführungen der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Expertenaustauschen im Januar 2026. **Der BDEW lehnt deshalb den Vorschlag der BNetzA ab.**

Der BDEW fordert auch von der BNetzA, dass die Anpassung der Netzentgeltsystematik und die Einführung von Anreizen durch Netzentgelte konsistent mit anderen bestehenden und absehbaren Regelungen und Gesetzesvorhaben sind. So führen die von der BNetzA dargestellten dynamischen Netzentgelte unter anderem:

- **zu Erlösunsicherheiten bei Einspeisern und somit zu höheren Finanzierungskosten, was zu höheren Förderungen führt – Risiken werden eingepreist,**
- **zu großen Unsicherheiten wie bei Gebotsabgaben in den für Ende 2026 geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie vorzugehen ist,**
- **zu Inkohärenzen mit geplanten Regelungen im Netzpaket des BMWE und der geplanten EEG-Novelle.**

Darüber hinaus ist weiterhin zu beachten, dass eine Steigerung der Transparenz zu Netzengpässen sich auf den Schutz kritischer Infrastrukturen auswirken können. Dies sollte bei der Ausgestaltung ebenfalls berücksichtigt werden.

Grundsätzlich sollten variable bzw. dynamische Netzentgelte neben Netzengpässen auf den Netzebenen 1-3 auch andere lastbedingte Netzengpässe adressieren. Gelingt es nachhaltig, Bezug und Einspeisung lokal und zeitlich anzureizen und so die Netze effizient auszulasten, kann dies den Netzausbaubedarf dämpfen und die Kosten für alle Netznutzerinnen und Netznutzer begrenzen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass bisherige Engpassmanagement-Maßnahmen, wie der Redispatch, primär erzeugungsbedingte Netzengpässe adressieren. Es sollte aber auch der lastgetriebenen Netzausbau auf ein effizientes Maß begrenzt werden. Dabei ist festzuhalten, dass verbrauchsseitige Engpässe nicht ohne Weiteres verursachungsgerecht „bepreist“ werden können, sondern sich in der Praxis häufig in verzögerten Zusagen bis hin zu Absagen bei Netzanschlüssen niederschlagen.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Workshop am 14. Januar 2026 ausgeführt, dass dynamische Netzentgelte in Europa bisher nicht vorzufinden sind, insbesondere nicht in der von ihr vorgeschlagenen Ausgestaltung. Dafür gibt es vermutlich praktische Gründe: Grundbedingung für jegliche Variabilität in den Netzentgelte ist deren **operative Umsetzbarkeit,** und zwar über alle Prozesse hinweg und für alle Beteiligten. Der BDEW hält deshalb, bei einer Grundsatzentscheidung hin zu mehr Variabilität, eine schrittweise Einführung beginnend mit zeitlich variablen Netzentgelten für zwingend erforderlich. So könnten signifikante Flexibilitätspotentiale von Großverbrauchern wie Elektrokessel, Großwärmepumpe (Industrie und Fernwärme) sowie Elektrolyseure mit einem vertretbaren Aufwand gehoben werden. Zudem muss das Kosten-Nutzen-Verhältnis in jeder Stufe einer weiteren Dynamisierung klar positiv ausfallen, damit variable Netzentgelte nicht zum Selbstzweck werden. Vor diesem Hintergrund sollte die Bundesnetzagentur insbesondere für das konkret vorgeschlagene Modell der BNetzA eine fundierte Kosten-Nutzen-Analyse vorlegen**. Der BDEW möchte daher nochmals auf das gemeinsam mit den EWI entwickelte Modell eines Kapazitätspreises verweisen**. **Dieses Modell ermöglicht es, Anreize für netzdienliches Verhalten zu setzen, indem eine vergünstigte optionale Kapazität, die vom Netzbetreiber zu Zeiten hoher Netzbelastung eingeschränkt werden kann, gewählt werden kann.** Die Zeitfenster, in denen die optionale Kapazität eingeschränkt wird, können zunächst halbjährlich oder quartalsweise mit großen Vorlaufzeiten bestimmt werden. Dabei kann die Granularität schrittweise erhöht werden, sofern das Ziel der Effizienzsteigerung im System dadurch erzielt wird. Mit einer solchen Ausgestaltung können gut vorhersehbare Netzbelastungen, wie zum Beispiel die hohe PV-Einspeisung zur Mittagszeit im Sommer oder Lastspitzen im Winter, adressiert werden. Für Windregionen würde sich bei einer Beschränkung auf die Verbrauchsseite eine kurzfristigere Festlegung von Zeitfenstern anbieten. Es soll noch einmal betont werden, dass mit dem vorgestellten Ansatz nur grobes Last- bzw. Kapazitätsmanagement betrieben werden kann. Der stark volatile und kurzfristige Redispatch-Bedarf kann aber weder durch statisch variable Netzentgelte noch durch den von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Arbeitspreis (AP3) aufgelöst werden. Für eine

Reduzierung des Engpassmanagements müssen andere Instrumente eingesetzt werden, die effizienter und zielgerichteter sind als der von der BNetzA vorgeschlagene dynamische Arbeitspreis (AP3).

2 Zu den Orientierungspunkten der BNetzA

Der von der BNetzA angedachte dynamische Arbeitspreis ist aus den nachfolgend dargestellten Gründen abzulehnen.

Dynamische Entgelte könnten netzdienliches Verhalten anreizen und damit zur Systementlastung beitragen, sofern Kunden auf dieses Preissignal aus dem Netz reagieren. Das von der Bundesnetzagentur bislang jedoch abstrakt skizzierte, zugleich absehbar hochkomplexe Zielmodell fokussiert auf Engpasssituationen. Da aus Sicht des BDEW mit dem AP3 der Redispatch-Bedarf nicht signifikant reduziert werden kann, werden bis zum Netzausbau auch weiterhin hohe Redispatch-Kosten anfallen. Aus Sicht des BDEW sollte der Schwerpunkt vielmehr auf einer generellen Optimierung der Netzbelastung liegen, um die vorhandenen Netzkapazitäten effizienter auszunutzen.

2.1 Ermittlung des wirksamen Preissignals

Der BDEW weist darauf hin, dass die **zielgerichtete Parametrierung dieser dynamischen Netzentgelte extrem schwierig** ist. Der Netzbetreiber oder die BNetzA müsste sowohl die Netzsituation als auch das Marktverhalten in regionaler Differenzierung (und somit die individuellen Opportunitätskosten der Netznutzer) sehr genau prognostizieren, um die Netzentgelte in ihrer Höhe entsprechend festzulegen – und dies über die Netzbetreiberkaskade hinweg. Hinzu kommt, dass der dynamische Arbeitspreis im System der BNetzA für jeden Netznutzer eine andere Wirkung haben würde, je nachdem, ob diese gerade Strom oberhalb oder unterhalb der bestellten Kapazität beziehen. Abhängig davon gilt für jeden Netznutzer ein unterschiedlicher Arbeitspreis, der sich aus AP1 und AP2 zusammensetzt. **Die Bestimmung der sachgerechten Höhe dynamischer Netzentgelte dürfte also pauschal und über die Zeit nicht gelingen**. Das heißt, allein das Vorhandensein von AP1 und AP2 beeinflusst die Preiselastizität und damit die Einsatzentscheidung des potenziellen flexiblen Verbrauchers (oder Erzeugers). Es ist bezeichnend, dass die BNetzA hierzu bislang nur Herausforderungen auflistet und keine Vorschläge, bzw. schematische Darstellungen und Rechenbeispiele für das Zusammenspiel von Kapazitätspreis, Arbeitspreisen 1 und 2, sowie dem dynamischen Arbeitspreis 3 liefert. Die Verhältnisse in den Netzen unterscheiden sich deutlich. Zudem müssten dynamische Netzentgeltkomponenten aller Voraussicht nach in der Anschlussebene differenzieren.

Die geplante Top-Down-Kaskadierung beinhaltet zudem, dass sich Auslastungssignale verschiedener Ebenen in einer aggregierten dynamischen Netzentgeltkomponente – und die

Strompreise – überlagern und dadurch an Lenkungswirkung verlieren während sich zugleich die **Komplexität für Netzbetreiber, Lieferanten als auch angeschlossene Kunden massiv erhöht**. So müssten die Kunden in der Mittelspannung bei identischer Preiselastizität wie Kunden der überlagerten Netzebenen (aufgrund des höheren Netzentgeltniveaus als in den überlagerten Netzebenen) stärkere Preissignale erhalten, damit sich eine Änderung des Nutzungsverhaltens lohnt. Das würde auch bedeuten, dass Netzbetreiber mehrere Preissignale veröffentlichen müssen, um ein und denselben Engpass zu vermeiden.

Zudem ist davon auszugehen, dass die Wirkungen und Belastungen der von der BNetzA angedachten Einführung einer dynamisierten Netzentgeltkomponente **regional sehr unterschiedlich** ausfallen werden. Bei einer verpflichtenden Teilnahme könnten Verbraucherinnen und Verbraucher in Regionen, die „hinter" strukturellen Engpässen liegen, mit höheren Netzkosten konfrontiert werden – insbesondere dann, wenn ihr Verbrauch nur geringe Flexibilisierungspotenziale aufweist. Umgekehrt gilt dies auch für Stromerzeuger: Anlagen, die vor strukturellen Engpässen liegen, erleiden systematisch Erlöseinbußen (siehe Kap. 2.4).

Die Bundesnetzagentur sollte daher die finanziellen Auswirkungen einer dynamisierten Netzentgeltkomponente für die unterschiedlichen Regionen in Deutschland vorab transparent, nachvollziehbar und belastbar abschätzen und veröffentlichen. Kritisch ist allerdings, dass unklar ist, in welcher Höhe und Häufigkeit die dynamischen Netzentgelte erhoben werden sollen, und wie sich Engpässe und damit Engpassregionen verändern (z.B. neue PV-bedingte Engpässe). So drohen erhebliche Unsicherheit über die künftige Entwicklung dynamischer Netzentgelte.

Dies gilt umso mehr, als die Ausgestaltung der Finanzierungsfunktion nach derzeitigem Eindruck maßgeblich von Verteilungswirkungen geprägt zu sein scheint. Nur verbindliche Aussagen zu Häufigkeit und Höhe dynamischer Netzentgelte – und damit auch deren quantitativ verlässliche Beschränkung – könnten dazu beitragen, risikoarme und gute, sprich günstige, Finanzierungskonditionen für Investoren in betroffenen Wertschöpfungsstufen (Verbraucher, Stromspeicher, Erzeuger) zu gewährleisten.

2.2 Praxistaugliche Umsetzung

Für eine praxistaugliche Einführung sind Massentauglichkeit, Standardisierung und klare Rollen in der Abrechnung entscheidend – andernfalls drohen erheblicher Personal- und Prozessmehraufwand sowie erhöhte Fehleranfälligkeit (dies gilt für die Letztverbraucher und Stromlieferanten-, Stromerzeuger- wie auch für die Netzbetreiberseite). Bereits beim 24-Stunden-Lieferantenwechsel Strom sowie der Umsetzung des § 14a EnWG Modul 3 hat sich gezeigt, wie aufwendig und wenig umsetzbar komplexe Prozesse sind, wenn diese Voraussetzungen (Massentauglichkeit, Standardisierung und klare Rollen in der Abrechnung) nicht erfüllt

sind. Einzelfallabwicklungen oder unterschiedliche Netzentgeltsysteme für verschieden Assetklassen, gilt es im Sinne der Komplexitätsreduzierung grundsätzlich zu vermeiden.

- **Massentauglichkeit & Systemfähigkeit**
  Die Ausgestaltung muss **massenverarbeitungstauglich, hochautomatisiert und robust** in bestehenden IT-Landschaften abbildbar sein. Komplexität und Fehleranfälligkeit sind zu begrenzen; regelmäßige manuelle Eingriffe sollten die Ausnahme bleiben.
- **Personal- und Knowhow-Bedarf**
  Tägliche Preisbildung, Qualitätssicherung und Abrechnung dürfen **keinen zusätzlichen Personalaufbau** mit spezialisiertem Knowhow erzwingen.
- **Abrechnung & Marktrollen**
  Das System darf nicht dazu führen, dass **flächendeckend zusätzliche Abrechnungsadressaten** neben den Lieferanten eingeführt werden, was insbesondere noch durch viele EE-Anlagen verschärft würde. Mit einem komplexen System wird die Anzahl desintegrierter Verträge steigen und die Netzbetreiber müssen die Kunden aus dem Massengeschäft ebenfalls selbst abrechnen. Zusätzliche Beziehungen würden Klärungsfälle, Reklamationen und Personaleinsatz deutlich erhöhen.

Der BDEW hält auch aus diesen Gründen eine Einführung des vorgeschlagenen BNetzA-Ansatzes für keinesfalls realistisch, insbesondere nicht mit Blick auf den geplanten Startzeitpunkt der Neuregelung ab 2029.

Ein volldynamischer Arbeitspreis hat zusätzlich sehr hohe Auswirkungen auf Vertriebe und Vertriebsprodukte. Die hinzukommende Unsicherheit bzgl. der Höhe der Netzentgelte sowohl für Verbraucher wie für Einspeiser sowie die steigende Komplexität kann dazu führen, dass integrierte Stromverträge sowie Verträge mit Preisgarantien, die Endkunden längerfristig stabile Strompreise ermöglichen, nicht mehr angeboten werden können. Dies würde die **Transparenz für Endkunden senken**, und möglicherweise auch die Akzeptanz für netzdienlichen Produkte beeinträchtigt. **Gleichzeitig erhöhen sich die Transaktionskosten für alle Marktakteure**. Eine Spirale aus mangelnder Akzeptanz und höheren Kosten in Folge eines dynamischen Systems sollte im Sinne der Kunden jedoch dringend vermieden werden und von der BNetzA in ihren weiteren Überlegungen berücksichtigt werden.

Zudem sind die Maßgaben der Veröffentlichung der Preiskomponenten unklar. Damit die betroffenen Kunden ihre Betroffenheit erkennen können, müssen sie angemessen adressiert werden. Soweit alle Kunden eines Netzbetreiber betroffen sind, ist das einfach realisierbar. In der von der BNetzA vorgeschlagenen Ausgestaltung müsste aber möglicherweise jeder Netzbetreiber für jede Viertelstunde und Netzebene Postleitzahlen- oder Kundenlisten sowie

entsprechende Netzentgelte veröffentlichen. Der BDEW kann derzeit nicht erkennen, dass es hierfür eine aufwandsarme, praktikable Lösung gibt.

2.3 Auswirkungen auf Erlösstabilität und Netznutzungsabrechnung

Der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ansatz volldynamischer Netzentgelte wird absehbar zu **deutlichen Mehr- bzw. Mindererlösen bei den Netzbetreibern** führen. Aufgrund der geplanten symmetrischen Ausgestaltung sowie der Anwendung auf Nutzergruppen mit sehr unterschiedlichen Preiselastizitäten ist davon auszugehen, dass die Preissignale erhebliche Erlösschwankungen auslösen.

Hinzu kommt, dass die Bundesnetzagentur in den bisherigen Expertenaustauschen keine eindeutige Position dazu erkennen ließ, wie diese Mehr- und Mindererlöse abgewickelt werden sollen. Eine Übernahme entsprechender Erlösrisiken durch die Verteilnetzbetreiber (VNB), die allein aus den Preissignalen der ÜNB resultieren, ist nicht akzeptabel. Die dadurch entstehenden Erlösschwankungen sind rein exogen verursacht – der VNB hat hierauf keinerlei Einfluss.

Auch eine Abwicklung über das Regulierungskonto adressiert das grundsätzliche Problem nicht. Sollte die Bundesnetzagentur, an der nicht zielführenden Einführung dynamischer Netzentgelte festhalten, so ist zwingend sicherzustellen, dass die daraus resultierenden Erlöswirkungen bei den Verteilnetzbetreibern vollständig neutral gestellt werden. Das bedeutet: Die Abwicklung muss außerhalb der Erlösobergrenzen der VNB erfolgen, wenn sie durch ÜNB-Preissignale ausgelöst worden sind.

Neben den Erlöseffekten weist der BDEW zudem darauf hin, dass eine überhastete und realitätsferne Einführung dynamischer Netzentgelte eine **erhebliche Gefahr für die ordnungsgemäße Abrechnung** darstellt. Sollte die Abrechnungssystematik aufgrund unrealistischer Vorlaufzeiten nicht rechtzeitig und vollumfänglich für die betroffenen Kundengruppen im Markt realisiert werden können, wäre die Nicht-Abrechenbarkeit von Entgelten mit potenziell gravierenden Liquiditätsrisiken für die Netzbetreiber und bei integrierten Rechnungen beim Lieferanten verbunden. Nach Einschätzung des BDEW handelt es sich hierbei nicht um ein theoretisches Risiko, sondern – angesichts der aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur – um ein realistisches Szenario. **Der Begriff der „Abrechnungssystematik“ umfasst hierbei die komplette Abrechnungsprozesskette mit deren Abhängigkeiten: korrekte Werte des MSB für die Erstellung des Lieferscheins als Basis der Netznutzungsabrechnung, Bestätigung des Lieferscheins für die Netznutzungsabrechnung durch den Lieferanten, Abrechnungssystem des Netzbetreibers und ggf. Rechnungstellung vom Lieferanten an den Kunden bei einer integrierten Rechnungsstellung an den Kunden.**

2.4 Adressierte Kundengruppen

Netzentgelte für die Einspeisung lehnt der BDEW, wie in vorherigen Stellungnahmen bereits begründet, ab. So hat auch hier ein dynamischer Arbeitspreis auf die Erzeugung – auch in symmetrischer Ausgestaltung – wesentliche Auswirkungen auf den Markt, nämlich erhebliche Preissteigerungen – und Erhöhung kurzfristiger Geschäfte und damit der Volatilität. Potenzielle Marktverzerrungen ergeben sich aus der Standortgebundenheit existierender Anlagen. Voraussichtlich wären einige Anlagen aufgrund ihres Standortes systematisch stärker von dynamischen Netzentgelten betroffen, während andere systematisch begünstigt werden – auch wenn die Summe der erhobenen dynamischen Netzentgelte theoretisch Null sein sollte. Es ergeben sich erhebliche Unsicherheiten für die Marktteilnehmer bei ihren Dispositionen im Markt, die einen effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage beeinträchtigen und die Kalkulation von Investitionen erschweren. Wenn weniger Transparenz und Vorhersehbarkeit gegeben sind, müssen hohe Risikoprämien in die Geschäftsmodelle einkalkuliert werden. Dies führt im Ergebnis zu weniger Investitionen und höheren Kosten und Preisen und somit zu einer schlechteren Kosteneffizienz im gesamten System. Ein ähnlicher Effekt würde sich auch im Regelleistungsmarkt einstellen, auch wenn das dynamische Netzentgelt vor der Regelleistungsauktion feststeht. Die Bepreisung von Regelleistung wäre aufgrund der Dynamisierung mit zusätzlicher Unsicherheit behaftet. In der Folge würde sich dieses finanzielle Risiko in den Gebotspreisen und damit erhöhten Kosten widerspiegeln.

Auch mit Blick auf den angestrebten Ausbau von Erneuerbaren Energien ist eine Einführung eines Anreizes in Form eines dynamischen Arbeitspreises kritisch zu sehen. Die zukünftigen Fördermechanismen für EE-Anlagen sind noch nicht definiert. Mit entsprechenden Festlegungen werden die weiterhin dringend notwendigen Investitionen in den EE-Ausbau konterkariert. Zwar könnten fluktuierende EE-Anlagen von zeitweise negativen dynamischen Arbeitspreisen vereinzelt profitieren, allerdings sind sie als dargebotsabhängige Erzeuger nicht beliebig flexibel. Daher erhöht die Unsicherheit über die tatsächliche “Nettobelastung” das Projektrisiko und verteuert die Finanzierung neuer EE-Projekte. Die gewünschte positive Wirkung von dynamischen Arbeitspreisen auf Investitionsentscheidungen würde eine umfangreiche und verbindliche Datentransparenz bezüglich Netzengpässen und -ausbau erfordern. Dazu gehört auch deren mögliches Ende nach der absehbaren Behebung von Netzengpässen. Für eine grundsätzlich sinnvolle und investitionsförderliche Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten erscheinen regional ausdifferenzierte Baukostenzuschüsse vorzugswürdig, weil die Kosten bereits bei der Projektierung feststehen.

Ein dynamischer Arbeitspreis für Erzeugung wirkt sich auf die Grenzkosten von EE-Anlagen aus und kann damit entscheidend sein, ob die Anlagen in der Merit-Order zum Zuge kommen und die Produktionsmengen vermarktet werden. Der dynamische Arbeitspreis soll jedoch den

Anreiz geben, dass vor einem Engpass nicht eingespeist wird. Genau das wird durch einen dynamischen Arbeitspreis, wie von der BNetzA vorgeschlagen, nicht zwingend erreicht. EE-Anlagen werden immer bieten, wobei die aggregierte Nachfrage und das aggregierte Angebot darüber entscheiden, ob die Anlage im Marktgleichgewicht einspeist oder nicht. Das tatsächliche Einspeiseverhalten einer EE-Anlage würde daher regelmäßig losgelöst von der intendierten Wirkungsrichtung der dynamischen Komponente erfolgen. Darüber hinaus bestehen auch Wechselwirkungen mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel. Wenn beispielsweise im Emsland temporär ein Einspeiseentgelt auf die dort installierten Windenergieanlagen erhoben wird, sind diese Anlagen in der Merit-Order teurer als Windenergieanlagen in den Niederlanden. Das kann dazu führen, dass die Windenergieanlage aus den Niederlanden grenzüberschreitend auch vor dem Netzengpass in das deutsche Übertragungsnetz einspeist. Der gewünschte Effekt auf das Engpassmanagement wäre verfehlt. Auch sinken die Volllaststunden von in Deutschland installierten Anlagen durch diesen Effekt systematisch. Der spezifische EEG-Förderbedarf (ct/kWh) aus dem Bundeshaushalt erhöht sich entsprechend.

Zudem entstehen erhebliche Windfall Profits bzw. Losses gegenüber dem bisherigen Redispatch-System: statt kostenbasierter Abrechnungen je Anlage, würden die Anreize über das grenzpreisbasierte Marktsystem in der gesamten Netzentgeltzone wirken. Dies würde die Erlöse der Anlagen deutlich schwerer prognostizierbar machen und höhere Risikoprämien erforderlich machen, wodurch das System insgesamt teurer würde.

2.5 Fragliche Wirkung des dynamischen Arbeitspreises

Die wesentliche Herausforderung in dem von der BNetzA skizzierten Modell eines dynamischen Arbeitspreises, der volldynamisch und symmetrisch ausgestaltet werden soll und vor Abschluss des Day-Ahead-Marktes für den Folgetag festgelegt werden soll, ist die gewünschte **Reduktion des notwendigen Redispatchvolumens. Dies kann ein solcher dynamischer Arbeitspreis aus Sicht des BDEW nicht erfüllen**. Die Engpassprognosen vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes weichen zu stark vom tatsächlichen Redispatchbedarf ab, als dass mit einem am Vortag veröffentlichen dynamischen Arbeitspreis ein belastbarer und zielgerichteter Anreiz gesetzt werden kann. Für Engpässe im Übertragungsnetz gilt: Sie zeigen keine klaren, wiederkehrenden Muster und lassen sich nur mit sehr kurzem zeitlichem Vorlauf von (wenigen Stunden) zuverlässig prognostizieren. Grund hierfür sind systemimmanente Schwierigkeiten in der Prognose und lokalen Verortung von Marktergebnissen des Day-Ahead und Intraday-Marktes in einem von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierten System. Die europäische Marktkopplung und grenzüberschreitende Stromflüsse erhöhen die Komplexität zusätzlich. Analysen der ÜNB zeigen, dass Engpässe nicht mit der für den Markt erforderlichen Qualität vorhergesagt werden können, um ein wirksames dynamisches Netzentgelt bereits vor dem Day-Ahead-Handelsschluss zu veröffentlichen. Damit sind auch die Wirkungen eines

dynamischen Entgeltes auf den Engpass im Übertragungsnetz sehr kritisch zu sehen. Auch bei einer zu erwartenden verbesserten Prognosequalität, verbleiben hohe Unsicherheiten. Denn selbst um wenige Stunden abweichende Prognosen können zu starken Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Redispatchbedarf führen.

Die von der BNetzA vorgesehene Festlegung der Netzentgelte vor dem Day-Ahead-Handelsschluss würde außerdem bedeuten, dass sich der Netzbetreiber auf komplexe, regional kleinräumig differenzierte Prognosemodelle hinsichtlich der Stromflüsse und potenziellen Engpässe stützen müsste, die sich aus der noch nicht bekannten Merit Order für den Gesamtmarkt ergeben. Selbst wenn Netzentgelte abgeleitet werden könnten, um einige gewünschte Lenkungseffekte zu erzielen, wäre dies für andere Marktteilnehmer, die ihr Verhalten darauf abstellen sollen, äußerst schwer zu prognostizieren. Hinzu kommt, dass manche Marktteilnehmer z.B. aufgrund vertraglicher Verpflichtungen oder physischer Restriktionen gar nicht reagieren können. **Dadurch könnte es sogar zu Fehlanreizen durch dynamische Netzentgelte und somit zu steigenden Redispatch-Kosten kommen.** Gegebenenfalls könnte durch dynamische Netzentgelte sogar zusätzlicher, kostensteigender Netzausbau notwendig werden, wenn sich durch den dynamischen AP3 die Gleichzeitigkeit verändert.

Dynamische Netzentgelte können zudem am Strommarkt nicht sauber einkalkuliert werden. Marktakteure kalkulieren ihre Produkte auf Basis modellierbarer Kostenbestandteile. Ein dynamisches Netzentgelt würde volatile Kosten darstellen, die in der Portfoliooptimierung zusätzlich berücksichtigt werden müssten. Im Gegensatz zu Brennstoff- und Emissionskosten sind dynamische Netzentgelte nicht auf Termin absicherbar. Diese Kosten stellen daher ein zusätzliches Erlösrisiko dar, welches sich in einem höheren Risikoaufschlag niederschlägt. Die Folge wären steigende Endkundenpreise und die Gefahr einer geringeren Preistransparenz.

Zusätzlich zu den dynamischen Netzentgelten würde der “reguläre” Redispatch-Mechanismus weiterhin benötigt. Dementsprechend würden dynamische Netzentgelte die Komplexität und den planerischen Aufwand (und damit einhergehende Kosten) deutlich erhöhen, bei einer gleichzeitigen nur fraglichen Reduktion der Redispatch-Kosten. Eine Mehrbelastung der Netznutzer als Folge einer dynamischen Netzentgeltkomponente ist jedoch auf alle Fälle zu vermeiden. Stattdessen muss das hohe Maß an Komplexität mit einem wirtschaftlichen Nutzen einhergehen und die Bezahlbarkeit von Netznutzern positiv beeinflussen.

Sehr kurze Vorlaufzeiten sorgen dafür, dass nur ein geringer Anteil an Flexibilitäten tatsächlich gehoben werden können und die Allokationswirkung begrenzt bleibt. Insbesondere auf höheren Netzebenen könnte dies relevant sein: Stromintensive Großkunden mit tendenziell starren Produktionsprozessen und geringem Flexibilisierungspotenzial können so kurzfristig keine Flexibilitäten bereitstellen. Dies würde zu Zusatzbelastungen bei diesen Kunden führen, obwohl

ihr Netzanschluss bzw. Einsatzverhalten ggf. gar nicht ursächlich für den Engpass ist. Signale mit größeren Vorlaufzeiten hingegen können Flexibilitäten auch bei Industriekunden anreizen.

Der BDEW weist darauf hin, dass Netzbetreiber im Hinblick auf mögliche Netzengpässe unter stark divergierenden Bedingungen arbeiten. Beispielsweise lassen sich Verteilnetze - unter Inkaufnahme gewisser Unschärfen - in einspeise- und verbrauchsdominierte Netze einteilen.

- Einspeisedominierte Verteilnetze sind typischerweise ländlich geprägte Flächennetze in Gebieten mit einem hohen natürlichen Dargebot an Sonne und/oder Windenergie. Hier stehen große Erzeugungsparks bei vergleichsweise niedriger Verbrauchslast.
- Verbrauchsdominierte Netze findet man in vielen Städten. Diese sind natürliche Verbrauchszentren. Für große EE-Erzeugungsparks fehlen hingegen die erforderlichen Freiflächen.

In Deutschland dürften mehr verbrauchs- als erzeugungsdominierte Netze betrieben werden. Allerdings decken erzeugungsdominierte Netze insgesamt die größeren Flächen ab.

Die Energie-, Wärme- und Verkehrswende ändert an der Einspeisedominanz der einen und der Verbrauchsdominanz der anderen Verteilnetze grundsätzlich wenig. Zwar sorgen Wärmepumpen und E-Mobilität überall für eine Verbrauchszunahme. Auch steigen Einspeisungen aufgrund der EE-Erzeugung überall an. Aus den vorgenannten Gründen bleibt jedoch der Erzeugungsanstieg in ländlichen Netzen deutlich höher. In städtischen Netzen sinkt die Erzeugung teilweise sogar, wenn große KWK-Anlagen auf Gas- oder Kohlebasis weniger einspeisen oder gar durch Großwärmepumpen und Elektrokessel ersetzt werden, was den Verbrauch zusätzlich steigert.

Für die dynamischen Netzentgeltkomponente nach dem Modell der BNetzA bedeutet dies: Man kann dauerhaft nicht davon ausgehen, dass Anreize zur Engpassvermeidung automatisch auch auf Kunden vor- oder nachgelagerter Netzebenen passen. In den anderen Ebenen kann daher ein anderes – im Extremfall das entgegengesetzte Verhalten – netzwirtschaftlich erforderlich sein. Der BNetzA-Vorschlag dürfte vielmehr recht häufig dazu führen, dass städtische Netzbetreiber vor dem Engpass die Preissignale des AP3 nicht an ihre Netzkunden weitergeben können. **Der BDEW bezweifelt, dass ein Netzentgeltmodell, bei dem Reparaturmaßnahmen zum Regelbetrieb gehören, die netzwirtschaftlichen Realitäten in Deutschland angemessen abbildet**.

Eine Einführung eines volldynamischen Arbeitspreises, der nur erzeugungsbedingte Engpässe adressieren soll, ist daher abzulehnen. Für die Einführung netzdienlicher Anreize über Netzentgelte ist eine vollkommene, viertelstundenscharfe und geografisch granulare Dynamisierung nicht notwendig. Vielmehr wäre eine Option, bestehende pauschalisierte Lösungen wie die „Atypik“ oder Modul 3 des § 14a EnWG weiterzuentwickeln. Perspektivisch könnten damit

Effizienzgewinne erzielt werden, ohne von vorneherein die signifikanten Risiken und Nachteile einer vollständigen Dynamisierung zu riskieren.

Dynamische Netzentgelte können netzdienliches Verhalten anreizen. Sie eignen sich jedoch nicht für das von der BNetzA angestrebte Ziel, Redispatch-Kosten zu senken. Der BDEW lehnt deshalb den Vorschlag der BNetzA ab.

Zeitvariable Netzentgelte können für bestimmte Kundengruppen mit entsprechendem Flexibilitätspotenzial wie Elektrokessel, Großwärmepumpe (Industrie und Fernwärme) sowie Elektrolyseure eine umsetzungsfreundlichere Alternative darstellen. Im Falle von Elektrolyseuren gilt es zu beachten, dass durch RFNBO-Kriterien bereits Restriktionen zu Fahrweise vorgeschrieben sind. Sie können gut vorhersehbare Netzlasten – wie zum Beispiel die hohe PV-Einspeisung zur Mittagszeit im Sommer oder Lastspitzen im Winter – adressieren und dadurch für eine effizientere Netznutzung sorgen. Variable Netzentgelte sind allerdings kein Selbstzweck und haben stets mehr Nutzen zu bringen als Kosten zu verursachen. Die BNetzA sollte deshalb für ihren Vorschlag eine eindeutig belastbare Kosten-Nutzen-Analyse vorlegen.

Um einen signifikanten Einfluss auf die Dispatch-Reihenfolge zu haben, müssten die Netzentgelte außerdem in der Größenordnung des Markträumungspreises (bei EE) bzw. Preis minus Brennstoffkosten (bei konventionellen Anlagen) liegen.

Derart hohe Netzentgelte reduzieren die Produzentenrente der Anlagenbetreiber signifikant, es sei denn die durch hohe Netzentgelte belasteten Einspeiser sind preissetzend, was einerseits die Strompreise erhöht, andererseits der Idee der dynamischen Einspeise-Netzentgelte zuwiderläuft.

Im besten Fall steigen „nur“ die Finanzierungskosten (vermeidbare Zusatzkosten, siehe Grafik unten), im worst case werden Banken keine Kredite mehr oder nur mit erhöhten EK-Anteilen vergeben, weil die Rendite für EE-Anlagen, Speicher und Kraftwerke nicht mehr prognostiziert werden kann.

Das heißt, dass eine Beteiligung der Einspeiser am Netzentgelt-Aufkommen keine reine Umverteilung darstellt, sondern durch die fehlende Kalkulierbarkeit der Produzentenrenten bzw. Netzentgelt-Belastung ein Finanzierungsrisiko darstellt und damit objektiv Zusatzkosten für den Einzelbetreiber erzeugt und sich somit negativ auf den Zubau an (gesicherter) Erzeugungsleistung auswirken würde. **Überdies können mit Blick auf die für Ende 2026 geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie (KWS) keine Gebote abgegeben werden, solange nicht klar ist, welche Kosten (u.a. BKZ oder Netzentgelte) einkalkuliert werden müssen.** Dynamische Einspeise-Entgelte würden das völlig unmöglich machen. Insofern konterkarierten sie das Ziel Kraftwerksleistung zuzubauen.

Der BDEW hat bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass eine finale Bewertung aller Orientierungspunkte erst mit der Kenntnis des Gesamtsystems möglich ist. Folgerichtig behält sich der BDEW vor, im weiteren Verfahren eine Präzisierung seiner Bewertung vorzunehmen.

Fazit:

Der BDEW lehnt ein volldynamisches Netzentgeltsystem auf Grund der hohen Komplexität und den offenen Fragen hinsichtlich des volkswirtschaftlichen Nutzens ab. Alternativ sollte eine Ausweitung der statisch-zeitvariablen Netzentgelte weiterentwickelt oder ein Kapazitätsnetzentgelte mit zeitlich eingeschränkter Zusatzkapazität, wie in dem vom BDEW gemeinsam mit dem EWI entwickelten Modell vorgesehen, in Betracht gezogen werden.

Ansprechpartner/Ansprechpartnerin

[redacted]

[redacted]

[redacted]