Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Einspeiseentgelte der Bundesnetzagentur

Az. GBK-25-01-1#3

März 2026

Management Summary

Die im Orientierungspunkte-Papier vorgeschlagene **Einführung von Einspeisenetzentgelten** stellt einen grundlegenden Eingriff in das bestehende Strommarktdesign dar. Ein solcher Eingriff steht aus Sicht von Uniper in **keinem angemessenen Kosten-Nutzen-Verhältnis**; vielmehr überwiegen die **negativen Auswirkungen** deutlich:

- Zusätzliche **Belastungen für Erzeuger** (fix durch Kapazitätspreis, variabel durch dynamische Entgelte) werden über Großhandelspreise und einen künftigen Kapazitätsmarkt **an Verbraucher und Industrie weitergegeben**. Statt Kosten zu senken, verlagern die Instrumente damit Netzkosten lediglich innerhalb des Systems und erzeugen zusätzliche Aufwände durch komplexe Prognosen, Abrechnungsprozesse und Marktanpassungen.
- Die Einführung neuer Kostenkomponenten erhöht die Unsicherheit über zukünftige Erlöse und führt zu **höheren Risikoprämien** sowie **steigenden Finanzierungskosten für neue Projekte**. Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten – insbesondere flexible Gaskraftwerke – werden insgesamt wirtschaftlich unattraktiver, mit direkten Risiken für Versorgungssicherheit und Netzstabilität.
- Im europäischen Strommarkt führen nationale Zusatzbelastungen zu **Wettbewerbsnachteilen für inländische Erzeugungsanlagen**, wodurch Stromimporte relativ günstiger und Investitionen verstärkt ins Ausland verlagert werden.
- Dynamische Arbeitspreise führen zu kurzfristig schwankenden, standortabhängigen Kosten, die von Marktteilnehmern nicht über Terminmärkte abgesichert werden können. Dies **schwächt die Terminmärkte** als zentrales Instrument zur Preisabsicherung: Liquidität nimmt ab, Risikoaufschläge steigen und Strompreise erhöhen sich systemweit.
- Die praktische Umsetzung dynamischer Arbeitspreise erfordert hochauflösende, verlässliche Engpassprognosen, die in der Realität nicht erreichbar sind; gleichzeitig bleibt der **Redispatch weiterhin notwendig** und wird nicht ersetzt.
- Der vorgesehene Vertrauensschutz nur für im Zuge staatlicher Auktionen errichtete Anlagen führt zu einer **Zwei-Klassen-Struktur im Anlagenbestand** und untergräbt die Verlässlichkeit regulatorischer Rahmenbedingungen für alle Investoren.

Uniper fordert daher:

- **Verzicht auf die Einführung von Einspeisenetzentgelten** in Form von Kapazitätspreis und dynamischem Arbeitspreis, da kein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis besteht.
- **Umfassender Vertrauensschutz für alle Bestandsanlagen** zur Sicherstellung von Investitionssicherheit und regulatorischer Verlässlichkeit.
- **Fokus auf Baukostenzuschüsse für Neuanlagen** als planbares und verursachungsgerechtes Instrument mit geringeren Auswirkungen auf Marktmechanismen.
- **Schnelle regulatorische Klarheit**, insbesondere im Hinblick auf geplante Ausschreibungen (Kraftwerksstrategie), um Investitionsentscheidungen nicht zu verzögern.
- **Vermeidung zusätzlicher Komplexität im Marktdesign** und Sicherstellung der Funktionsfähigkeit von Terminmärkten sowie bestehender Instrumente wie Redispatch.

Einleitung

Mit der Verbändevereinbarung II vom 13. Dezember 1999 wurde im deutschen Stromnetzsystem das Durchleitungsprinzip durch das Netznutzungsprinzip ersetzt. Mit Blick auf den europäischen Binnenmarkt wurde dabei festgelegt, dass die Kosten der Stromnetze über alle Spannungsebenen hinweg gewälzt und vom Endkunden zu bezahlen sind. Dieses Prinzip, die Kosten der Netznutzung in Gänze auf den Endverbraucher zu wälzen, gilt nicht nur in der Stromwirtschaft, sondern ist typisch für eine Vielzahl an Netzmärkten. Stromerzeugungsanlagen – sowohl konventionelle als auch erneuerbare – wurden unter dieser Prämisse errichtet und finanziert.

Die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Orientierungspunkte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik vorgeschlagene Einführung von Einspeisenetzentgelten und Baukostenzuschüssen für Erzeuger stellt somit einen tiefgreifenden Eingriff in das bestehende Strommarktdesign dar. Ein derart grundlegender Systemwechsel ist aus Sicht von Uniper aber nur dann gerechtfertigt, wenn er nachweislich zu einer Verbesserung der systemischen Effizienz führt, die Versorgungssicherheit stärkt und zugleich mit vertretbarem Aufwand umsetzbar ist. Diese Voraussetzungen sind aus Sicht von Uniper nicht erfüllt. Im Gegenteil: Die Einführung von Einspeisenetzentgelten würde die Kosten im System erhöhen, die Komplexität signifikant steigern und gleichzeitig neue Investitionsrisiken schaffen.

Darüber hinaus steht die Maßnahme im Widerspruch zu zentralen energiepolitischen Zielsetzungen. Der Ausbau erneuerbarer Energien und der Erhalt gesicherter Erzeugungskapazitäten erfordert stabile und verlässliche Rahmenbedingungen. Zusätzliche Belastungen und Unsicherheiten auf der Einspeiseseite wirken diesem Ziel entgegen.

Einführung von Einspeisenetzentgelten

Die Bundesnetzagentur schlägt im Orientierungspunkte-Papier vor, Einspeiser künftig systematisch an der Finanzierung der Netzkosten zu beteiligen und gleichzeitig über Preissignale ein netzdienliches Verhalten zu incentivieren. Hierzu werden zwei zentrale Entgeltkomponenten diskutiert: ein Kapazitätspreis als Finanzierungsinstrument sowie ein dynamischer Arbeitspreis mit Anreizfunktion.

Die Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten sowie die Schaffung von Anreizen für ein systemdienliches Verhalten sind mit Blick auf den hohen Anteil dezentraler Erzeugungsstrukturen und die steigenden Redispatch-Kosten auf den ersten Blick nachvollziehbar, wenngleich die Diskussion über Reformen zu spät kommt und in dieser Form bereits vor 15 Jahren hätte geführt werden müssen.

Für die Bewertung der vorgeschlagenen Instrumente ist jedoch entscheidend, ob sie geeignet sind, diese Ziele effizient zu erreichen, ohne dabei zusätzliche systemische Nachteile zu erzeugen. Bei näherem Hinsehen zeigt sich, dass die Einführung von Einspeisenetzentgelten lediglich zu einer Umverteilung von Kosten führt, jedoch keine strukturelle Reduktion der Netzkosten oder von Redispatch-Maßnahmen bewirkt. Ganz im Gegenteil entstünden sogar zusätzliche Kosten durch erhöhte Komplexität, Anpassungsaufwände in den Marktprozessen sowie durch steigende Unsicherheiten, die sich in höheren Finanzierungskosten und Risikoaufschlägen niederschlagen, die im Endeffekt durch die Stromverbraucher und die Steuerzahler bezahlt werden. Im Einzelnen:

Vertrauensschutz

Die Einführung von Einspeisenetzentgelten wirft grundlegende Fragen des Vertrauensschutzes und der Investitionssicherheit auf. Die Bundesnetzagentur stellt im Orientierungspunkte-Papier in Aussicht, einen solchen Schutz lediglich für Anlagen vorzusehen, die im Rahmen staatlicher Ausschreibungen errichtet wurden.

Eine solche Differenzierung ist aus Sicht von Uniper nicht sachgerecht und muss zwingend unterbleiben. Investitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen – unabhängig davon, ob sie im Rahmen staatlicher Auktionen oder auf Basis marktlicher Modelle getroffen wurden – beruhen auf den zum Zeitpunkt der Entscheidung geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen. Ein zentraler Bestandteil dieser Rahmenbedingungen war bislang die Nicht-Erhebung von Netzentgelten auf die Einspeisung. Diese Erwartung galt für sämtliche Investoren gleichermaßen. Auch Projekte außerhalb staatlich organisierter Auktionen, etwa auf Basis langfristiger Stromlieferverträge, wurden unter der Annahme stabiler regulatorischer Rahmenbedingungen kalkuliert. Die selektive Einführung zusätzlicher Entgeltkomponenten würde nicht nur in bestehende wirtschaftliche Kalkulationen eingreifen und die Grundlage bereits getroffener Investitionsentscheidungen nachträglich verändern, sondern zu einer nicht gerechtfertigten Zwei-Klassen-Struktur innerhalb des Anlagenbestands und damit zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Das Vertrauen in die regulatorische Verlässlichkeit von Investitionen in den Standort Deutschland wäre nachhaltig untergraben.

→ **Es ist zwingend erforderlich, den Grundsatz des Vertrauensschutzes umfassend anzuwenden.** Änderungen der Netzentgeltsystematik dürfen sich ausschließlich auf Neuanlagen beziehen, deren Investitionsentscheidung unter den neuen Rahmenbedingungen getroffen wird. Für bestehende Anlagen ist sicherzustellen, dass die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geltenden Rahmenbedingungen fortbestehen. **Eine Privilegierung von Anlagen, die im Zuge einer staatlichen Ausschreibung errichtet wurden, muss zwingend unterbleiben.** Dies ist eine zentrale Voraussetzung für Investitionssicherheit und ein langfristiges Vertrauen der Marktteilnehmer in die Funktionsfähigkeit des Strommarktes.

Kapazitätspreis

Im Orientierungspunkte-Papier wird ein Kapazitätspreis als zentrale Komponente zur Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten vorgeschlagen. Dieser soll sich an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientieren und jährlich erhoben werden. Ziel ist es, einen Beitrag zur Refinanzierung der Netze zu leisten und gleichzeitig Anreize für eine effiziente Dimensionierung von Netzanschlüssen zu setzen. Beim Kapazitätspreis handelt es sich somit um eine zusätzliche fixe Kostenkomponente für Erzeugungsanlagen. Diese wirkt unabhängig von der tatsächlichen Einspeisemenge und verändert damit die Kostenstruktur der Stromerzeugung grundlegend.

Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen

Das Strommarktdesign in Deutschland ist grenzkostenorientiert. Die Fixkosten eines Kraftwerks müssen aus den Deckungsbeiträgen des Stromgroßhandels abgedeckt werden. Bedingt durch die wachsende Durchdringung des Marktes mit Strom aus erneuerbaren Energien, deren Grenzkosten bei Null liegen, können konventionelle Kraftwerke ihre Fixkosten schon heute immer schwieriger erwirtschaften.

Ein Kapazitätspreis treibt die Fixkosten weiter in die Höhe, ohne gleichzeitig die Erlösmöglichkeiten zu erweitern. Damit steigt der erforderliche Deckungsbeitrag je erzeugter Megawattstunde. Anlagen mit geringer Auslastung sind hiervon besonders betroffen, da sich zusätzliche Fixkosten auf geringere Produktionsmengen verteilen. Ein Kapazitätspreis führt damit zu einer Verschlechterung der Rentabilität sowohl bestehender als auch neuer Anlagen.

Auswirkungen auf Preisbildung und Investitionskosten

Auch wenn der Kapazitätspreis formal als fixe Größe ausgestaltet ist, wird er mit Blick auf bestehende Kraftwerke so weit wie möglich in die Angebotsstrategien der Marktteilnehmer integriert werden, um langfristig auch diese Fixkosten zu decken, und damit in Teilen an die Stromverbraucher weitergegeben werden. Eine Entlastung der Endverbraucher ist daher auf lange Sicht nicht zu erwarten; vielmehr kommt es zu einer Verschiebung von Netzkosten in Energiepreise, ergänzt um zusätzliche Risiko- und Transaktionskosten, sodass sich möglicherweise sogar eine Mehrbelastung der Verbraucher ergibt.

Mit Blick auf neue Anlagen, die etwa im Rahmen von staatlich organisierten Auktionen für den Bau neuer Kraftwerke (Kraftwerksstrategie / Kapazitätsmarkt) oder EE-Anlagen (EEG) gebaut werden, werden sich die Mehrkosten in den Geboten bzw. Umlagen widerspiegeln, was letztendlich zu steigenden staatlichen Ausgaben und damit einer Mehrbelastung der Steuerzahler in einer ohnehin schon angespannten Haushaltslage führt. Sollte für die angekündigten Auktionen im Rahmen der Kraftwerksstrategie keine Klarheit über die konkrete Ausgestaltung eines für Einspeiser relevanten Kapazitätspreises für Netznutzung bestehen, könnten Investitionen im schlechtesten Fall verzögert werden, da das Risiko für Anbieter zu hoch sein könnte, ein Gebot für einen Vertrag mit langfristiger Bindung abzugeben. Dies hätte weitreichende Folgen für die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität. Damit Investoren dennoch wettbewerbliche Gebote mit möglichst geringen Risikoaufschlägen abgeben können, sollte die Bundesnetzagentur im Auktionsdesign sicherstellen, dass bezuschlagte Projekte von der Entrichtung eines Kapazitätspreises ausgenommen sind.

Auswirkungen im europäischen Strommarkt

Im integrierten europäischen Strommarkt führen zusätzliche nationale Kostenkomponenten zu relativen Wettbewerbsnachteilen. Ein Kapazitätspreis für die Einspeisung erhöht die Kosten inländischer Erzeugung im Vergleich zu Anlagen in Nachbarstaaten.

Dies wirkt sich über die Marktkopplung unmittelbar im grenzüberschreitenden Stromhandel aus. Importierte Strommengen werden, relativ betrachtet, günstiger, während inländische Anlagen seltener zum Einsatz kommen. Die Folge sind veränderte Handelsströme, eine potenzielle Verlagerung von Investitionen ins Ausland sowie eine ineffiziente Standortallokation von Erzeugungskapazitäten.

Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Systemkosten

Wenn zusätzliche Fixkosten die Wirtschaftlichkeit von Anlagen beeinträchtigen, kann dies zu vorzeitigen Stilllegungen führen. Besonders relevant ist dies, wie oben beschrieben, für flexible und gesicherte Kapazitäten (Kraftwerke).

Ein Rückgang solcher Kapazitäten kann zusätzliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung erforderlich machen, etwa durch Netzreserve oder andere Mechanismen. Diese sind

mit weiteren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Derartige Risiken für die Versorgungssicherheit können nicht im Interesse der Bundesnetzagentur sein – was erneut die Notwendigkeit eines größtmöglichen Vertrauensschutzes für Bestandskraftwerke unterstreicht.

Aber auch ein verzögerter Neubau von Kraftwerken oder ausbleibende Investitionen führen langfristig zu einem angespannten Kapazitätsangebot und steigenden Preisen.

Die Einführung eines Kapazitätspreises führt in der Praxis zu einer Erhöhung der Fixkosten, einer langfristig erforderlichen Weitergabe der Kosten über höhere Großhandelspreise, steigenden Investitionskosten infolge erhöhter Risikoprämien, Wettbewerbsnachteilen im europäischen Strommarkt sowie potenziell negativen Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Systemkosten. Demgegenüber steht kein entsprechender Effizienzgewinn, da keine strukturelle Reduktion der Netzkosten erfolgt, sondern lediglich eine Umverteilung. **Daher sollte auf die Einführung eines Kapazitätspreises verzichtet werden.**

Dynamische Arbeitspreise

Als zweite zentrale Komponente sieht das Orientierungspunkte-Papier die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises vor. Dieser soll zeitlich und regional differenziert ausgestaltet werden und vor dem Day-Ahead-Markt viertelstundenscharf festgelegt werden. Einspeiser sollen durch variable Preissignale dazu bewegt werden, ihre Einspeisung an Netzengpässen auszurichten und damit Redispatch- und Netzausbaukosten zu reduzieren.

Der dynamische Arbeitspreis hätte zur Folge, dass sich die Grenzkosten von Erzeugungsanlagen kurzfristig und standortabhängig verändern. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Marktposition der Anlagen sowie auf die Preisbildung im Strommarkt.

Auswirkungen auf Merit Order und Preisbildung

Im etablierten Merit-Order-System würde die Einführung einer zusätzlichen variablen Kostenkomponente dazu führen, dass sich die Angebotskurve einzelner Anlagen weiter nach oben verschiebt, sodass diese effektiv aus dem Markt gedrängt werden oder häufiger nicht zum Einsatz kommen. Gleichzeitig werden Anlagen in Regionen ohne oder mit geringeren Entgelten begünstigt. Aus Sicht von Uniper muss eine „vorzeichengerechte und symmetrische“ Ausgestaltung des dynamischen Arbeitspreises zwingend bedeuten, dass diese Komponente in gleicher Höhe positiv wie negativ ausfällt, sodass sich Erlösmöglichkeiten für Anlagenbetreiber bei systemdienlicher Fahrweise ergeben. Ökonomisch lässt sich nicht begründen, warum die Möglichkeit zusätzlicher Ertragschancen ausschließlich einer Teilmenge der Netznutzer (nämlich Speichern) offenstehen sollte. Ein Blick auf internationale Marktdesigns unterstreicht dies: In nodalen Preissystemen wie in den USA gelten knotenbezogene Preissignale konsistent für alle Marktteilnehmer und nicht nur für einzelne Technologien. Eine asymmetrische Behandlung würde zu Ineffizienzen führen, da auch Einspeiser relevante Flexibilitäten besitzen und auf Preissignale reagieren können, sowohl durch Hoch- als auch Herunterfahren ihrer Erzeugung. Entsprechend sollten Anreize systematisch und technologieoffen gesetzt werden.

Da der Strompreis im Day-Ahead-Markt durch das jeweils preissetzende Kraftwerk bestimmt wird, gilt es allerdings zu bedenken, dass standortabhängige Verschiebungen nicht nur zu einer Verzerrung der Merit-Order sondern im Endeffekt auch zu höheren Marktpreisen führen.

Da dynamische Arbeitspreise erst nach der Regelenergieauktion bekanntgegeben werden, würden sich zudem Systemdienstleistungen deutlich verteuern, da eine entsprechende Bepreisung unter Unsicherheit erfolgen müsste – mit entsprechenden Risikoaufschlägen.

Auswirkungen auf den Zubau von gesicherter Leistung

Analog zum Kapazitätspreis stellt auch ein dynamischer Arbeitspreis ein erhebliches Risiko mit Blick auf die angekündigten Ausschreibungen über den Zubau von gesicherter Leistung im Rahmen einer Kraftwerksstrategie dar. Die fehlende Klarheit zur Ausgestaltung der dynamischen Entgelte und der erwarteten Belastung an einem Standort vor Gebotsabgabe wird zu einem deutlichen Risikoaufschlag bei der Gebotsabgabe führen, da nicht vorhersagbar ist, ob und wie stark der Wertbeitrag durch Vermarktung im Großhandelsmarkt über die Vertragslaufzeit leiden wird. Gleiches gilt für Kapazitätsausschreibungen im Rahmen eines Kapazitätsmarktes.

Auswirkungen auf Terminmärkte und Marktstabilität

Ein weiterer Nachteil ergibt sich aus der erhöhten Unsicherheit über zukünftige Erlösströme. Dynamische Netzentgelte für Einspeiser führen dazu, dass ein Teil der Kostenstruktur einer Anlage nicht mehr ex ante fixierbar ist bzw. nicht hinreichend genau eingeplant werden kann, sondern von kurzfristigen, schwer prognostizierbaren Faktoren abhängt.

Dies wird sich insbesondere auf die Terminmärkte auswirken, die zentral für die Absicherung von Preisrisiken und die Stabilisierung von Erlösstrukturen sind, dafür allerdings eine hinreichende Planbarkeit der Kosten benötigen. Da kurzfristig bekanntgegebene dynamische Arbeitspreise nicht über standardisierte Terminprodukte abgesichert werden können, ergeben sich in der Praxis negative Effekte:

Einerseits ist abzusehen, dass Marktteilnehmer aufgrund der hohen Unsicherheit und schwierigen Planbarkeit der Kosten ihre Terminmarktaktivitäten reduzieren würden. In der Folge würde die Liquidität in Terminmärkten abnehmen, was zu größeren Bid/Ask-Spreads und ineffizienterer Preisbildung führt.

Andererseits würden Stromerzeuger, die weiterhin Terminprodukte anbieten, Risikopuffer einkalkulieren, um die Unsicherheit zu kompensieren. Die Risikoaufschläge würden die Terminmarktpreise aller Voraussicht nach deutlich verteuern und entsprechend wie ein systemweiter Kostenzuschlag für die Verbraucher wirken. Gleichzeitig wird die langfristige Preisbildung weniger stabil und weniger transparent.

Praktische Umsetzbarkeit und Systemeffizienz

Es ist konzeptionell grundsätzlich zu begrüßen, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die dynamischen Arbeitspreise rechtzeitig vor der Day-Ahead-Auktion bekanntgeben müssen, da die Einsatzplanung von Kraftwerken sonst nicht möglich wäre. Damit dynamische Arbeitspreise jedoch zur gewünschten Reduktion von Redispatch-Eingriffen führen, wäre eine hochauflösende, belastbare Prognose von Netzengpässen erforderlich. Gleichzeitig müssten diese Informationen in ökonomisch konsistente Preissignale übersetzt werden.

Dabei besteht ein grundlegendes Problem: Netzengpässe sind häufig durch kurzfristige und nicht vollständig prognostizierbare Faktoren geprägt. Selbst bei hoher Prognosequalität bleiben erhebliche Abweichungen zwischen erwarteter und tatsächlicher Netzsituation bestehen. Dies haben die ÜNB erst jüngst in verschiedenen Publikationen festgestellt, zuletzt in einer

Stellungnahme an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vom 16. Dezember 2025. Dort resümieren die ÜNB:

> „Ohne die Diskussion zu dynamischen Netzentgelten vorwegzunehmen, sind diese aus Sicht der deutschen ÜNB alleinig nicht ausreichend. Es ist nicht gewährleistet, dass sie dem wachsenden Spitzenbedarf des Redispatchs hinreichend wirksam begegnen. Herausforderungen sind die ausreichende Beeinflussung [der] Netznutzer und die Prognostizierbarkeit der Reaktion. Gleichzeitig entfalten die dynamischen Netzentgelte, sofern sie nicht kurzfristig angepasst werden, keine Auswirkungen auf kurzfristige Engpassbefunde."

Dies hat zwei Konsequenzen: Einerseits sind dynamische Arbeitspreise zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet und können Fehlanreize setzen. Andererseits bleibt der bestehende Redispatch weiterhin erforderlich, um verbleibende Engpässe zu beheben. Eine Anpassung der dynamischen Arbeitspreise im Intraday-Markt, so wie von den ÜNB gefordert, würde hingegen für Kraftwerksbetreiber ein nicht mehr kalkulierbares Risiko darstellen, die erwarteten Marktverzerrungen noch weiter erhöhen und ist somit kategorisch abzulehnen.

Auch für Laufwasserkraftwerke stellt sich die Situation als problematisch dar: Aufgrund öffentlich-rechtlicher Pflichten z.B. über die Aufrechterhaltung des Schifffahrtsverkehrs, aufgrund ökologischer Vorgaben, Tourismus oder anderer wasserwirtschaftlicher Erfordernisse können Laufwasserkraftwerke nicht immer zuverlässig auf viertelstündliche Preissignale reagieren. Für diese Anlagen würde ein dynamischer Arbeitspreis seine Lenkungswirkung daher verfehlen und sie wären – je nach Standort – systematisch benachteiligt.

In Summe würden dynamische Arbeitspreise den bestehenden Redispatch lediglich um eine zusätzliche, nicht planbare und je nach Standort kostenintensive Ebene ergänzen. Die tatsächlichen Auswirkungen auf das Netzengpassmanagement wären gleichzeitig so gering, dass die ÜNB bereits vorsorglich weitere Ex-Ante-Beschränkungen für den Dispatch von Erzeugungsanlagen einfordern. Damit besteht für die Einführung von dynamischen Arbeitspreisen in Summe kein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis.

→ Die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises würde in der Praxis zu Marktverzerrungen und höheren Großhandelspreisen, erhöhten Risikoprämien und einer eingeschränkten Funktionsfähigkeit von Terminmärkten, sowie zu zusätzlicher Systemkomplexität ohne entsprechende Effizienzgewinne führen. Die angestrebte Reduktion von Netzengpässen wird hingegen nur eingeschränkt erreicht, da Prognoseunsicherheiten die Wirksamkeit in erheblichem Maße begrenzen. **Vor diesem Hintergrund sollte auch auf die Einführung von dynamischen Arbeitspreisen verzichtet werden.**

Einführung von Baukostenzuschüssen

Im Orientierungspunkte-Papier wird ergänzend die Möglichkeit eines Baukostenzuschusses für Einspeiser diskutiert. Dabei handelt es sich um eine einmalige Zahlung im Zusammenhang mit dem Netzanschluss, die sich an der Anschlusskapazität orientiert und regional differenziert ausgestaltet werden kann.

Ein wesentlicher Vorteil liegt in der Planbarkeit. Der Baukostenzuschuss ist, sobald Klarheit über die Ausgestaltung besteht, vor der Investitionsentscheidung bekannt und kann vollständig in die Wirtschaftlichkeitsrechnung integriert werden. Zusätzliche Unsicherheiten im laufenden Betrieb entstehen nicht. Mit Blick auf die Auktionen im Rahmen der Kraftwerksstrategie sollte die Bundesnetzagentur allerdings schnell Klarheit über die Einführung von Baukostenzuschüssen schaffen.

Neben der Finanzierungsfunktion ermöglicht ein regional differenzierter Baukostenzuschuss zudem eine gezielte Lenkung von Investitionen in netzdienliche Standorte. Dies kann effektiv dazu beitragen, Netzausbaukosten zu reduzieren und die Systemeffizienz zu optimieren.

Aus Sicht von Uniper ist ein Baukostenzuschuss für Neuanlagen im Vergleich zu Einspeisenetzentgelten deutlich einfacher umzusetzen und mit geringerer Komplexität verbunden. Eine gute Steuerungswirkung ist anzunehmen. Gleichzeitig sind die Auswirkungen auf Marktmechanismen geringer.

Fazit

Die Einführung von Einspeisenetzentgelten in Form eines Kapazitätspreises oder eines dynamischen Arbeitspreises lehnt Uniper ab. Dies würde nur zu steigenden Kosten, erhöhten Unsicherheiten und zusätzlicher Komplexität im Stromsystem führen. Investitionsbedingungen würden erschwert und die Funktionsfähigkeit von Terminmärkten signifikant beschädigt. Die angestrebten Effekte auf Netzkosten und das Netzengpassmanagement wären hingegen begrenzt und unsicher.

In der Gesamtbewertung überwiegen die negativen Effekte deutlich, ohne dass ein entsprechender Nutzen nachgewiesen werden kann. Vor diesem Hintergrund lehnt Uniper die Einführung von Einspeisenetzentgelten ab. Sollte die Bundesnetzagentur trotz der aufgeführten Risiken für Stromerzeuger und -verbraucher dennoch Einspeisenetzentgelte einführen, so ist für Bestandsanlagen zwingend ein vollumfänglicher Vertrauensschutz zu wahren. Eine Privilegierung von Anlagen, die infolge einer staatlichen Ausschreibung errichtet wurden, ist abzulehnen.

Zudem muss mit Blick auf zeitnahe staatliche Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie schnellstmöglich regulatorische Klarheit geschaffen werden, damit Investoren wettbewerbliche Gebote mit möglichst geringen Risikoaufschlägen abgeben können.

Demgegenüber stellt der Baukostenzuschuss ein geeignetes, planbares und vergleichsweise einfaches Instrument dar, um eine verursachungsgerechte Beteiligung von Einspeisern zu erreichen, ohne die dargestellten systemischen Nachteile zu erzeugen.

Über Uniper

Uniper ist ein europäisches Energieunternehmen mit globaler Reichweite mit Sitz in Düsseldorf und Aktivitäten in mehr als 40 Ländern. Mit rund 7.500 Mitarbeitenden leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Europa, insbesondere in seinen Kernmärkten Deutschland, Großbritannien, Schweden und den Niederlanden. Die Aktivitäten von Uniper umfassen die Stromerzeugung in Europa, den weltweiten Energiehandel sowie ein breites Gasportfolio. Uniper beschafft Gas – auch als verflüssigtes Erdgas (LNG) – und andere Energieträger auf den Weltmärkten. Das Unternehmen bewirtschaftet Gasspeicher mit einer Kapazität von mehr als 7 Milliarden Kubikmetern.

Uniper beabsichtigt, bis 2040 CO_2-neutral zu sein. Dazu transformiert das Unternehmen die eigenen Kraftwerke und Anlagen und investiert in flexible und planbare Anlagen zur Stromerzeugung. Bereits heute ist das Unternehmen einer der größten Betreiber von Wasserkraftwerken in Europa und treibt den weiteren Ausbau von Solar- und Windenergie als Schlüssel für eine nachhaltigere und sichere Zukunft voran. Uniper ergänzt sein Gasportfolio schrittweise um erneuerbare und CO_2-arme Gase wie Biomethan und baut ein Wasserstoffportfolio auf, mit dem Ziel der langfristigen Umstellung. Verbleibende CO_2-Emissionen will das Unternehmen durch hochwertige CO_2-Kompensationen ausgleichen.

Uniper ist ein verlässlicher Partner für Kommunen, Stadtwerke und Industrieunternehmen bei der Planung und Umsetzung innovativer, CO_2-reduzierender Lösungen auf dem Weg zur Dekarbonisierung ihrer Aktivitäten. Als Wasserstoff-Pionier ist Uniper weltweit entlang der gesamten Wertschöpfungskette aktiv und realisiert Projekte, um Wasserstoff als tragende Säule der Energieversorgung nutzbar zu machen.