E.ON Energy Markets GmbH · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 8
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON Energy Markets GmbH
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

Ansprechpartner:
[redacted]

E.ON Energy Infrastructure Solutions GmbH
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

Ansprechpartner:
[redacted]

E.ON Energie Deutschland GmbH
Arnulfstraße 203
80634 München

Ansprechpartnerin:
[redacted]

Stellungnahme der E.ON Customer Solutions Einheiten zum AgNeS Sachstandspapier Einspeiseentgelte

Essen, 25.03.26

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Namen der E.ON Customer Solutions Gesellschaften (E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON Energy Infrastructure Solutions GmbH und E.ON Energy Markets GmbH) bedanken wir uns für die Möglichkeit, zu den von Ihnen veröffentlichten Orientierungspunkten zum Thema Einspeiseentgelte Stellung zu nehmen. Wir vereinen dabei die Sichtweise aus Strombelieferung für Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden, dem Vertrieb integrierter Energiewendeprodukte, dem Stromspeicherbetrieb und der Strombeschaffung.

Wie bereits in unseren Stellungnahmen zu Speichernetzentgelten dargelegt, begrüßen wir ausdrücklich die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems, um die Herausforderungen der heutigen Energie- und Erzeugungslandschaft angemessen abzubilden.

Grundsätzlich unterstützen wir mit Blick auf die steigende Netzentgeltbelastung von Industrie- und Haushaltskunden eine Verbreiterung der Kostenträgerbasis. Einige der vorgeschlagenen Maßnahmen, insbesondere die Einführung dynamischer Arbeitspreise für große Erzeuger betrachten wir jedoch mit Sorge, da wir die Gefahr sehen, dass diese indirekt zu größeren Verwerfungen im Energiemarkt führen können. Als größter Versorger von Haushaltskunden in Deutschland und damit betroffener Akteur auf den Großhandelsmärkten wollen wir insbesondere auf die Auswirkungen möglicher Netzentgeltregime auf Kurzfrist- und Terminmärkte sowie auf die Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien hinweisen.

Die Einführung von Netzentgelten für Einspeiser würde einen grundlegenden Eingriff in die bestehende Systematik darstellen und ist mit zusätzlicher Komplexität in der Umsetzung verbunden. Neben erhöhten administrativen Anforderungen und bürokratischem Aufwand ist davon auszugehen, dass entstehende Kosten entlang der Wertschöpfungskette weitergegeben werden und sich letztlich marktbeeinflussend sowie auf Endkundenseite niederschlagen können. Vor diesem Hintergrund kommt der konkreten Ausgestaltung einer solchen Systematik besondere Bedeutung zu.

Allgemeine Anforderungen an Einspeiseentgelte sind aus unserer Sicht insbesondere 1. möglichst geringe Beeinflussung des Strommarktes 2. Wettbewerbsneutralität (Level Playing Field) & 3. Einfachheit und Transparenz.

1. **Auswirkungen von Einspeiseentgelten auf den Terminmarkt minimieren**

Die Einführung dynamischer oder zeitvariabler Einspeiseentgelte kann über die direkten Netzkosten hinaus deutliche indirekte Effekte auf die Funktionsfähigkeit des Energiemarkts entfalten. Insbesondere bestehen potenzielle Auswirkungen auf die Liquidität und Preisbildung im Terminmarkt:

Der Forwardmarkt ist ein zentraler Baustein für langfristige Preisstabilität. Sollten Einspeiseentgelte künftig zu einer zusätzlichen, schwer kalkulierbaren Kostenkomponente für Erzeugungsanlagen werden, erhöht dies die Unsicherheit bei der langfristigen Kostenplanung. Kraftwerksbetreiber – heute die Hauptanbieter langfristiger Erzeugungsprofile – könnten ihre Kostenstrukturen nicht mehr verlässlich im Voraus abbilden und sich folglich schrittweise aus den langfristigen Forwardmärkten zurückziehen und stattdessen in kurzfristigere Märkte gehen. Dadurch droht ein Verlust an Anbietern und somit an Liquidität in diesen Märkten.

Für Energievertriebe ist langfristiges Sourcing ein zentrales Risikoabsicherungsinstrument. Zudem sind Lieferanten auch gesetzlich gem. §5 Abs. 4a EnWG zu angemessenen Absicherungsstrategien verpflichtet, um das Risiko von Belieferungsausfällen für ihre Kunden zu begrenzen. Fallen liquide und verlässliche Terminprodukte weg, steigt die Beschaffungsvolatilität. Vertriebseinheiten müssten stärker in kurzlaufende Märkte ausweichen, wodurch Preisrisiken schwerer mitigiert und ggf. letztlich an Endkunden weitergegeben würden. Weniger Liquidität und steigende Unsicherheiten im Terminmarkt gefährden somit stabile langfristige Preise und erhöhen die Volatilität für Endkunden.

Empfehlung

Falls Einspeiseentgelte eingeführt werden, müssen sie so ausgestaltet sein, dass sie für Erzeuger langfristig kalkulierbar und damit in Hedging-Strategien verlässlich einpreisbar sind. Ein fixes Entgelt oder ein zeitvariables Entgelt, welches bspw zwei Jahre im Voraus bekannt ist, halten wir daher für weniger invasiv.

2. **Level Playing Field sichern und Ausbau erneuerbarer Energien nicht gefährden**

Bei der Einführung und Ausgestaltung von Netzentgelten ist neben der Investitionssicherheit auch die Sicherstellung eines fairen Wettbewerbsrahmens zu berücksichtigen. Gleichzeitig darf der notwendige Ausbau erneuerbarer Energien nicht durch zusätzliche Kostenbelastungen ausgebremst werden.

Eine ausschließliche Anwendung neuer Entgeltstrukturen auf Neuanlagen birgt die Gefahr, strukturell unterschiedliche Anlagenklassen zu schaffen. Insbesondere im Bereich der Photovoltaik und perspektivisch auch der Windenergie basiert die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte zunehmend nicht mehr primär auf staatlich garantierten Vergütungen, sondern auf der Vermarktung von Strom am freien Markt. In diesem Umfeld stehen Neuanlagen im direkten Wettbewerb mit Bestandsanlagen.

Werden zusätzliche Netzentgelte ausschließlich Neuanlagen auferlegt, während Bestandsanlagen hiervon ausgenommen bleiben, entstehen Wettbewerbsverzerrungen. Bestandsanlagen verfügen dann über strukturell niedrigere Grenzkosten und können Strom zu günstigeren Preisen anbieten, ohne entsprechende Netzkosten zu tragen. Dies kann die Refinanzierung neuer Projekte erschweren und Investitionsanreize beeinträchtigen.

Ein weiterer relevanter Aspekt bei der Ausgestaltung der Netzentgelte für Einspeiser ist die unterschiedliche Betroffenheit von Erzeugungstechnologien aufgrund ihrer jeweiligen Volllaststunden und Einspeiseprofile. Erneuerbare Energien weisen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken deutlich geringere Volllaststunden auf, wobei sich ihre Stromproduktion auf bestimmte Zeiträume konzentriert. Beim Kapazitätspreis könnte dies dazu führen, dass sich die entsprechenden Kosten bei EE-Anlagen auf eine

wesentlich geringere Strommenge verteilen und damit die spezifische Kostenbelastung je erzeugter Kilowattstunde überproportional ansteigt. Auch zeitabhängige Entgeltkomponenten können vor diesem Hintergrund zu einer strukturellen Mehrbelastung erneuerbarer Energien führen, da ihre Einspeisung typischerweise mit genau jenen Zeiträumen zusammenfällt, in denen entsprechende Entgelte verstärkt zur Anwendung kommen.

Will man den Ausbau erneuerbarer Energien nicht gefährden, dürfen bei der Ausgestaltung von Netzentgelten für Einspeiser deren spezifische Erzeugungsprofile und geringere Volllaststunden nicht ignoriert werden. Pauschale oder undifferenzierte Entgeltmechanismen für große Erzeuger würden sonst genau jene Technologien überproportional belasten, die für die Transformation des Energiesystems zentral sind.

Zugleich ist es aus Gründen der Fairness und Wettbewerbsneutralität geboten, neue Entgeltmechanismen perspektivisch auf alle Anlagen anzuwenden. Entscheidend ist jedoch, dass diese Einbeziehung nicht mit einer Gleichbehandlung um jeden Preis verwechselt wird: Notwendig ist eine differenzierte Ausgestaltung, die systematische Unterschiede zwischen den Erzeugungsarten angemessen berücksichtigt. Für Bestandsanlagen braucht es darüber hinaus verlässliche und praktikable Übergangsregelungen, etwa durch stufenweise Einführung oder angepasste Entgeltstrukturen. Auf diese Weise lässt sich ein Ausgleich zwischen Investitionsschutz und einem funktionierenden, fairen Marktumfeld erreichen.

Empfehlung

Das Netzentgeltsystem sollte so ausgestaltet werden, dass ein Level Playing Field zwischen Neu- und Bestandsanlagen gewährleistet wird und der Ausbau erneuerbarer Energien nicht ausgebremst wird.

3. Komplexität für Endkunden im Niederspannungsnetz reduzieren

Ein Netzentgelt für Kunden auf der Niederspannung muss hingegen vor allem einfach und verständlich sein, gleichermaßen sollte es Anreize für netzdienliches Verhalten geben. Eine assetscharfe Netzentgeltbepreisung, die zwischen Volleinspeisern, Prosumern sowie festen und mobilen Speichern differenziert, ist für Endkunden komplex, führt zu Fehlanreizen und zu hohen Kosten, u. a. durch Einbau und Betrieb eines zusätzlichen Zählers, der die messtechnische Abgrenzung pro Asset und eine separate Bepreisung erst möglich macht. In diesem Zusammenhang ist insbesondere eine konkrete Definition des Begriffs Volleinspeiser in Abgrenzung zu Speicherbetrieb und Überschusseinspeisung sowie deren Zusammenspiel zwingend erforderlich.

Statt kleinteiliger Regelungen in Abhängigkeit der angeschlossenen Assets, schlagen wir ein kapazitätsbasiertes Netzentgelt mit optionaler (zeitlich-variabler) Zusatzkapazität am Netzanschlusspunkt vor, das Netzbezug und -einspeisung gleichermaßen umfasst. Ein solches System führt zu einer verursachergerechten Netzkostenbeteiligung, gewährleistet Planbarkeit für alle Marktakteure und reduziert die Komplexität im System.

Sofern es jedoch gemäß des Optionenpapiers zu einer Einführung eines Arbeitspreises für Volleinspeiser auf der Niederspannung kommen sollte, muss die Ausgestaltung im Einklang mit den Netzentgeltregelung für Speicher gebracht werden. Analog zu unserem Konsultationsbeitrag zu Speicherentgelten sehen wir ein vorzeichengerechte und statisch-zeitvariable Ausgestaltung der Netzentgelte als einen gangbaren Weg, um eine netz- und systemdienliche Einspeisung anzureizen. Hierbei muss die BNetzA im weiteren Verfahren die Marktrollen für die Erhebung solcher Einspeiseentgelte klar definieren. Insbesondere bei Volleinspeisern, die somit keinen Stromliefervertrag haben, muss eine einfache, massentaugliche Abwicklung der Netzentgelte über den Netzbetreiber sichergestellt sein.

Das vorgeschlagene pauschale Prosumerentgelt für Kunden in der Niederspannung, das auf das Vorhandensein einer PV-Anlage an der Marktlocation begrenzt ist, lehnen wir auf Grund der fehlenden Anreizwirkung und der hohen Komplexität bei der Angebotsstellung sowie der Markkommunikation weiterhin ab (s. hierzu auch unsere Stellungnahme zu den Entgeltkomponenten).

Empfehlung

Eine Differenzierung zwischen Volleinspeisern, Prosumer, Consumern und Kunden mit festem und mobilem Speicher auf der Niederspannung ist unbedingt zu vermeiden. Stattdessen sollte eine einheitliche Bepreisung am Netzanschlusspunkt erfolgen, die auf die bestellte Kapazität abzielt.

Stellungnahme zu den Fragen der BNetzA

zum Thema Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

1. BNetzA-Frage: 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?

Antwort: Ja, bei einer zunehmenden Zahl von Stunden, in denen Erneuerbare den Preis setzen, ist dieser Einfluss signifikant – und wird auch in Zukunft signifikanter.

2. BNetzA-Frage: 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)?

Antwort: Anstelle kleinteiliger assetscharfer Regelungen schlagen wir ein kapazitätsbasiertes Netzentgelt mit optionaler (zeitlich-variabler) Zusatzkapazität am Netzanschlusspunkt vor. Ein Einspeiseentgelt auch für Prosumer lehnen wir ab.

3. BNetzA-Frage: Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Antwort: In einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt ist eine dauerhafte unterschiedliche Behandlung von Bestands- und Neuanlagen grundsätzlich problematisch, da beide im direkten Wettbewerb stehen. Gleichzeitig kann eine (vorübergehende) Differenzierung gerechtfertigt sein, die sich nicht nur aus dem Vertrauensschutz für Bestandsanlagen, sondern auch aus den strukturell veränderten und teilweise ungünstigeren Rahmenbedingungen für Neuanlagen ergibt. Vor diesem Hintergrund ist eine unterschiedliche Behandlung vorübergehend vertretbar, sollte aber perspektivisch in eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung überführt werden.

4. BNetzA-Frage: Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Antwort: Abhängig von der Höhe und Wälzbarkeit ist eine negative bis stark negative Wirkung zu erwarten.

zum Thema Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

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

Antwort: Wir empfehlen bei Einspeisern auf dynamische Entgelte zu verzichten, da wir hohe Kollateralschäden im Strommarkt (Forwardliquidität) erwarten. Ein Baukostenzuschuss oder ein zeitvariables Entgelt, welches bspw zwei Jahre im Voraus bekannt ist, halten wir für weniger invasiv.

2. BNetzA-Frage: 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?

Antwort: *s. Antwort 1.*

3. BNetzA-Frage: 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?

Antwort: *s. Antwort 1*

4. BNetzA-Frage: Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Antwort: *s. Antwort 1.*

5. BNetzA-Frage: 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?

Antwort: Nein, dynamische Einspeiseentgelte halten wir auf der Niederspannung für nicht sinnvoll. Sofern die Einführung eines Arbeitspreises für Volleinspeiser jedoch kommen sollte, sehen wir analog zu unserem Konsultationsbeitrag zu Speicherentgelten eine vorzeichengerechte und statisch zeitvariable Ausgestaltung der Netzentgelte als einen gangbaren Weg um eine netz- und systemdienliche Einspeisung anzureizen.

6. BNetzA-Frage: Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

Antwort: *s. Antwort 1.*