



## 1. Zusammenfassung

Im Folgenden nimmt die European Energy Exchange (EEX) im Rahmen der öffentlichen Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages Stellung zu dem Entwurf der Bundesregierung für eine Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen (InnAusV).

Grundsätzlich begrüßen wir, dass im Wege von Innovationsausschreibungen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden sollen, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen. Ziel sollte sein, Erfahrungen mit Blick auf eine umfassendere EEG-Novelle zu sammeln, um die Erneuerbaren-Förderung langfristig noch stärker markt- und wettbewerbsorientiert weiter zu entwickeln.

Zum jetzigen Zeitpunkt kommen wir aber zu dem Schluss, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen – insbesondere das Instrument einer fixen Marktprämie für elektrische Arbeit – nicht dazu geeignet sind, Innovationen für eine stärkere Markt- und Systemintegration, mehr Wettbewerb und damit geringere Kosten für die Verbraucher anzureizen.

Wir plädieren dafür, neue Mechanismen für die Förderung zu erproben, die tatsächlich Innovationen anreizen, indem die Förderung auf ein Mindestmaß beschränkt und das Erfordernis zur Marktteilnahme konsequent ausgeweitet werden. Aus unserer Sicht eignet sich dafür das Instrument einer Kapazitäts- bzw. Investitionskostenförderung. Indem sich die Anlagenbetreiber dann in erster Linie am Strompreissignal orientieren, agieren sie systemdienlich. Die vollständige Marktteilnahme erlaubt zudem, Mehrerlöse zu generieren und damit das notwendige Förderniveau zu verringern, wodurch die Kosten für die Verbraucher sinken.

Damit die Betreiber bzw. Vermarkter von Erneuerbaren-Anlagen stärker im wettbewerblichen Markt agieren können, benötigen sie geeignete Instrumente, um mit Marktrisiken – im wesentlichen Preis- und Mengenrisiken – umgehen zu können. Es gibt bereits heute eine Reihe etablierter Handelsprodukte sowohl am kurzfristigen Spotmarkt als auch am langfristigen Terminmarkt, die das unterstützen. Die EEX arbeitet kontinuierlich an der Weiter- und Neuentwicklung von Märkten und Handelsprodukten, wie aktuell etwa an der Ausweitung der Laufzeit der Phelix DE Futures von sechs auf zehn Jahre. Da insbesondere dem Terminmarkt bei einer zukünftig stärker marktbasierter Finanzierung neuer Erzeugungsanlagen eine entscheidende Bedeutung zukommen wird, ist es wichtig, dieses Marktsegment gezielt zu unterstützen und eine Angemessenheit und Stabilität der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen – sowohl in der Energiemarkt- als auch in der Finanzmarktregulierung – sicherzustellen.

Zu einer stärker markt- und wettbewerbsorientierten Förderung erneuerbarer Energien – bis hin zu gänzlich förderfreiem Ausbau – könnten außerdem eine stärker kommerzielle Nutzung von Herkunftsnachweisen sowie das Potential von bilateralen Direktlieferverträgen von erneuerbaren Energien (Power Purchase Agreements, PPAs) kombiniert mit einer langfristigen Absicherung über Großhandelsmärkte beitragen. Beides sollte noch stärker in den politischen Fokus genommen werden, um zu analysieren, inwiefern es Bestandteil einer künftigen EEG-Novelle sein könnte. Insbesondere für die ab 2021 aus der 20-jährigen Förderung fallenden EEG-Altanlagen werden PPAs und Herkunftsnachweise – neben der Teilnahme am Großhandelsmarkt – wichtige Instrumente für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb sein. Insofern ist das Segment der ausgeförderten Altanlagen ein geeignetes Testfeld für verschiedene marktbasierter, förderungsfreie Instrumente.

Für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist – unabhängig von den einzelnen diskutierten Instrumenten für die Förderung und Marktintegration – besonders wichtig, dass Fortschritte bei den Themen Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsverfahren und Akzeptanz erzielt werden. Sollten weitere Ausschreibungsrunden unterzeichnet sein, besteht die Gefahr, dass wettbewerbliche Instrumente generell in Frage gestellt werden.

## **2. Fixe Marktprämie für elektrische Arbeit ist nicht innovativ**

Das in der Verordnung vorgesehene Instrument einer fixen Marktprämie für elektrische Arbeit halten wir für nicht geeignet, um Innovationen für eine stärkere Markt- und Systemintegration, mehr Wettbewerb und damit geringere Kosten für die Verbraucher anzureizen. Im Gegenteil, wir halten ein solches Instrument für einen Rückschritt und eine Verschlechterung im Gegensatz zum Status quo der gleitenden Marktprämie. Denn bei der fixen Förderung würde die Marktprämie in voller Höhe zusätzlich zum Marktpreis gezahlt, während bei der gleitenden Marktprämie die Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktpreis gezahlt wird. Die Folgen wären sowohl ein geringerer Anreiz zur Marktintegration als auch höhere Förderkosten durch mögliche Überförderung und eine Mehrbelastung der EEG-Umlage. Der vorliegende Vorschlag versucht diese zu erwartenden Nachteile der fixen Prämie auf Arbeit durch Begleitregelungen wie die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (§ 9 InnAusV), den Höchstwert für Gebote (§ 10 InnAusV) oder der Zuschlagsbegrenzung (§ 11 InnAusV) zu begrenzen. Die Folge sind zunehmende Komplexität und Mikromanagement statt Verbesserung und Effizienzsteigerung der Marktintegration.

## **3. Investitionskostenförderung steigert Marktintegration und Innovationen**

Stattdessen plädieren wir für eine fixe Marktprämie auf installierte Leistung pro Kilowatt oder eine vergleichbare Kapazitäts- bzw. Investitionskostenförderung. So ließen sich tatsächlich Innovationen anreizen, indem die Förderung auf ein Mindestmaß beschränkt und das Erfordernis zur Marktteilnahme konsequent ausgeweitet werden.

Ziel sollte sein, dass die mittels wettbewerblicher Ausschreibung ermittelte Förderung der installierten Leistung nur einen Teil der Investitionskosten von Neuanlagen deckt. Den verbleibenden Teil sollen Anlagenbetreiber am Markt Erlösen, wobei durch marktdienliches und wettbewerbliches Verhalten auch Mehrerlöse möglich sind. So wird das Marktpreissignal stärker seine Wirkung entfalten und die Marktintegration der erneuerbaren Energien deutlich gestärkt. Anstatt die reine Stromerzeugung zu fördern, wird Raum für Wettbewerb und neue innovative Geschäftsmodelle geschaffen.

Insbesondere würde erreicht, dass erneuerbare Energien-Anlagen nicht die Menge, sondern den Wert ihrer Einspeisung maximieren. Das führt zu einer Anlagenoptimierung, z.B. in Form von Schwachwindanlagen, PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung oder Erneuerbaren-Speicher-Kombinationen, um den Marktwert der entsprechenden Anlagen zu steigern und Mehrerlöse am Strommarkt generieren zu können. Indem sich die Anlagenbetreiber dann in erster Linie am Strompreissignal orientieren, agieren sie systemdienlich. Es ist auch zu erwarten, dass sich durch höhere Marktwerte und Markterlöse das notwendige Förderniveau gegenüber dem Marktprämienmodell verringert und damit die Kosten für die Verbraucher sinken.

Es ist gleichwohl festzuhalten, dass auch ein solches auf Leistungsförderung basierendes Instrument nicht trivial ist. Effektivität und Effizienz hängen maßgeblich von den zu bestimmenden Zielvorgaben und der daraus folgenden Parametrierung ab.

Ein Beispiel ist die Frage, ob installierte Leistung oder die tatsächliche Auslastung installierter Leistung gefördert werden sollte. Eine auf der Auslastung der Leistung basierende Förderung würde die Effektivität der Anlage berücksichtigen und Anlagen besser stellen, die einen guten Standort haben, oder über eine Möglichkeit der Zwischenspeicherung verfügen. Im Ergebnis würden Anreize für Investitionen in stärker systemdienliche Anlagen gesetzt. Damit verbunden ist wiederum die Frage nach der Gestaltung der Förderzahlung. Im beschriebenen Fall der auf Auslastung der Leistung beruhenden Förderung würde diese sinnvollerweise kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum erfolgen, z.B. monatlich oder jährlich über einen Gesamtzeitraum von 20 Jahren. Demgegenüber hätte die Zahlung eines einmaligen Investitionszuschusses Vorteile an anderer Stelle, z.B. niedrigere Förderkosten aufgrund eines insgesamt geringeren Finanzierungsvolumens der Projekte oder eines geringeren Verwaltungsaufwands.

Für diese und ähnliche Fragestellungen gibt es bereits einzelne wissenschaftliche Betrachtungen.<sup>1</sup> Zuletzt ist eine neue Studie des Hamburg Instituts erschienen, die darüber hinaus auch die Kombination einer Kapazitätsförderung mit anderen zur Zeit diskutierten Instrumenten wie langfristigen Lieferverträgen (PPA) oder der Vermarktung von Herkunftsnachweisen beleuchtet. Die Gutachter sehen hier Potentiale, einerseits Erlösmöglichkeiten bei einer stärkeren Marktteilnahme zu erhöhen und andererseits Finanzierungsrisiken und damit -kosten zu reduzieren.<sup>2</sup> Aus unserer Sicht bietet diese Studie eine gute Grundlage, um mit Blick auf eine möglicherweise umfassendere EEG-Novelle frühzeitig die weitere Gestaltung der Erneuerbaren-Förderung zu diskutieren, einschließlich der Fragen, ob und unter welchen Voraussetzungen neue Investitionen in erneuerbare Energien-Anlagen ohne Förderung möglich sind.

#### **4. Rolle des Terminmarkts für die Finanzierung erneuerbarer Energien**

##### **a) Möglichkeiten langfristiger Absicherung von Marktrisiken**

Am Stromterminmarkt sind in den letzten Jahren bereits neue Produkte entwickelt worden, mit denen sich gezielt Risiken aus der Vermarktung erneuerbarer Energien absichern lassen, zum Beispiel Volumenrisiken aus der Vermarktung von Windenergie mittels des EEX Wind-Power-Future. Bisher haben Erzeuger von erneuerbaren Energien u.a. aufgrund des Marktumfeldes mit vergleichsweise geringen Preisspitzen und des aktuellen EEG-Förderrahmens keine Notwendigkeit und Anreize zum Handel am Terminmarkt. Dennoch existieren diese Produkte schon am Markt, auch wenn sie erst nach 2020 stärker benötigt werden, wenn die ersten Anlagen aus der 20-jährigen Förderung des EEG fallen und echtem Preis- und Mengenrisiko unterliegen werden.

Die Akteure im Strommarkt beschäftigen sich zu Zeit auch intensiv mit der Frage, welche Bedeutung bilateralen Langfristverträgen (PPA) bei der Finanzierung von Erneuerbaren-Projekten zukommen kann. PPAs können un- oder ausgeförderten Anlagen stabile und langfristige Einnahmen ermöglichen. Dennoch bestehen auch bei diesen bilateralen Vertragsverhältnissen Risiken, die einer Absicherung bedürfen. Das sind im Wesentlichen Preis- und Mengenrisiken sowie das Risiko, das einer der Vertragsparteien ausfällt (Kontrahentenausfallrisiko).

<sup>1</sup> Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0.; BET (2017): Ausgestaltungsmöglichkeiten der künftigen Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen und energiewirtschaftliche Betrachtung.

<sup>2</sup> Hamburg Institut (2019): Ökostrommarkt 2025.

Um diese Risiken absichern zu können, ist eine Kombination aus langfristigen Stromlieferverträgen und Handel von Standardterminmarktprodukten möglich. Die EEX hat hier erste Erfahrungen im spanischen Strommarkt gesammelt. Seit Mai 2018 sind im spanischen Stromterminmarkt der EEX 24 langfristige Handelsgeschäfte über sechs Jahre zum Clearing registriert worden, um das Kreditrisiko beim Ausfall des Vertragspartners zu besichern. Diese Form der Besicherung kann dabei helfen, die Finanzierungskosten von Projekten, z.B. Fremdkapitalzins, zu verringern.

Basierend auf dieser Erfahrung und der steigenden Marktnachfrage nach längerfristigen Risikomanagement-Instrumenten arbeitet die EEX momentan zusammen mit den Marktakteuren an einer Verlängerung der Laufzeit von Terminmarktverträgen. Die Laufzeit soll von den heute gängigen sechs Jahren auf zehn Jahre ausgeweitet werden. Produzenten von erneuerbarer Energie haben damit langfristige Absicherungsinstrumente für bilateral abgeschlossene PPAs, können aber auch gänzlich den Großhandelsmarkt zur Preisabsicherung ihrer Produktion nutzen.

In Deutschland ist die Bedeutung von PPAs vorerst noch gering. Doch mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für erste Anlagen ab 2021 und der Finanzierung größerer Neubauprojekte ohne Förderung, z.B. PV-Freifläche, besteht Potential für eine stärkere Nutzung. Aus dem Markt sind jedoch auch Stimmen zu vernehmen, wonach regulatorische Hürden bzw. Unsicherheit bei deren Auslegung eine stärkere Nutzung von PPA verhindern, z.B. die Frage zur wettbewerbsrechtlichen Zulässigkeit von langfristigen Lieferverträgen<sup>3</sup> oder der Umstand, dass nur EVU berechtigt sind, Herkunftsnachweise zu entwerten, aber nicht Industrieunternehmen als Käufer von nicht-gefördertem Erneuerbarem-Strom im Rahmen eines PPA. Hier ist u.a. auch die Bundesregierung gefordert, sich zusammen mit den Marktakteuren mit dem Thema PPA auseinander zu setzen, um Rechtssicherheit herzustellen bzw. potentielle Hürden zu identifizieren und zu beseitigen.

## **b) Angemessenheit und Stabilität der rechtlichen Rahmenbedingungen**

Eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung von langfristigen finanziellen Handelsprodukten im Strommarkt sind die Angemessenheit und Stabilität der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, sowohl in der Energiemarkt- als auch Finanzmarktregulierung.

Im Bereich der Energiemarktregulierung betrifft das vor allem die Ausgestaltung des Marktdesigns. Gegenwärtig basiert der Strommarkt in Deutschland auf dem zonalen Energy-Only-Marktmodell mit wettbewerblichen Prinzipien und freier Preisbildung. Nach Inkrafttreten des Clean Energy Package gilt das prinzipiell auch auf europäischer Ebene. Dennoch wird der zonale Ansatz großer Gebotszonen regelmäßig in Frage gestellt. Insofern begrüßt die EEX ausdrücklich die Haltung der Bundesregierung, die einheitliche deutsche Gebotszone zu erhalten. Wir bekräftigen die Bundesregierung darin, diese Position weiter konsequent und mit Nachdruck zu verfolgen.

Aber auch Vorgaben aus der Finanzmarktregulierung haben maßgeblichen Einfluss auf Warenterminmärkte wie den Strommarkt und damit auch auf die Effizienz der langfristigen Risikoabsicherung und Investitionsfunktion beim Umbau des Energiesystems. Insbesondere Vorgaben aus der aktuellen Finanzmarkttrichtlinie MiFID II bezüglich Positionslimite und Vorhandelstransparenz sind für den Warenterminhandel ungeeignet und behindern diesen. Hier sollte die Bundesregierung die weitere Entwicklung mit Blick auf die Auswirkungen auf die langfristigen Energiemärkte sorgfältig begleiten.

---

<sup>3</sup> BDEW (2019). Das 3-Säulen-Modell. Vorschläge für einen neuen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen.

## 5. Anmerkungen zum Verordnungsentwurf

### a) Anlagenkombinationen, § 2 Nr. 1 i.V.m. § 6 und § 10 InnAusV

Der Verordnungsentwurf sieht vor, Anlagenkombinationen besonders zu fördern. So soll der Höchstwert für Gebote für die fixe Marktprämie 2,5-fach über dem Höchstwert für Nicht-Anlagenkombinationen liegen. Hintergrund ist, dass fluktuierende (erneuerbare) Energien im Zusammenschluss mit anderen nicht fluktuierenden Energien und Speichern vermarktet werden sollen. Die Förderung ist damit an das Vorhalten gesicherter Leistung geknüpft, was systemdienlich wirkt.

Den Ansatz, systemdienliche Anlagenkombinationen zu ermöglichen und Anreize für diese zu schaffen, begrüßen wir im Grundsatz ausdrücklich. Wir sind jedoch der Ansicht, dass sich in einem wie oben beschriebenen Fördersystem, das auf einer Kapazitätsförderung basiert, der Anreiz zur Kombination von Anlagen von allein ohne erhöhte oder zusätzliche Förderung ergibt.

### b) Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen, § 9 InnAusV

Der Verordnungsentwurf sieht in § 9 vor, dass sich für Anlagen, die Zahlungen aufgrund eines Zuschlags in den Innovationsausschreibungen erhalten, die fixe Marktprämie auf null verringert für den Zeitraum, in dem der Wert der Stundenkontrakte für die deutsche Preiszone am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion (Day-Ahead) negativ ist.

Den Vorschlag, die Förderung in Stunden mit negativen Preisen auf null zu verringern begrüßen wir. Damit werden die Vorgaben aus den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien konsequent umgesetzt. Die bisher zur Anwendung kommende 6-Stunden-Regelung in § 51 EEG mag auf den ersten Blick als „milderes“ Instrument erscheinen; sie hat aber insbesondere den Nachteil, dass das Auftreten der 6-Stunden-Fälle wesentlich schwerer zu prognostizieren ist als das generelle Auftreten von negativen Preisen.<sup>4</sup>

Gleichwohl ist festzuhalten, dass negative Preise am Spotmarkt der Strombörse per se unproblematisch und wichtig sind, da ihnen in ihrer Funktion als Preissignal eine wichtige Bedeutung für den Energy-Only-Markt, insbesondere für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie flexibler Nachfrage oder Speicheranwendungen, zukommt.

### c) Höchstwert, § 10 InnAusV

Der Verordnungsentwurf sieht für die Gebote auf die fixe Marktprämie Höchstwerte vor, die vom Verordnungsgeber festgelegt werden – 3 Cent/kWh ohne Anlagenkombination und 7,5 Cent/kWh für Anlagenkombinationen.

Diese administrative Festlegung über den gesamten Anwendungszeitraum der Verordnung sehen wir grundsätzlich kritisch. Gerade die historischen Erfahrungen im EEG mit der Einspeisevergütung haben gezeigt, dass eine administrative, langfristige Festlegung nachteilig wirkt, da zukünftige Marktentwicklungen nicht berücksichtigt werden.

Im ursprünglichen Referentenentwurf des BMWi war vorgesehen, die Bestimmung des Höchstwerts an die tatsächliche Marktentwicklung zu koppeln. Wir empfehlen, diesen Ansatz wieder aufzugreifen und geeignete Marktpreise als Referenzwerte heranzuziehen.

<sup>4</sup> Höfling et al. (2015): Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien. Diskussionspapier: Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von §24 EEG.

## Kontakt

European Energy Exchange AG  
Augustusplatz 9  
04109 Leipzig

EEX-Hauptstadtbüro  
Unter den Linden 38  
10117 Berlin

Daniel Wragge  
Director  
Political & Regulatory Affairs

[daniel.wragge@eex.com](mailto:daniel.wragge@eex.com)

Robert Gersdorf  
Market Policy Expert  
Political & Regulatory Affairs

[robert.gersdorf@eex.com](mailto:robert.gersdorf@eex.com)

## Über EEX

Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, bietet die EEX Kontrakte auf Strom und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte an. Die EEX gehört zur Gruppe Deutsche Börse.