

part of eex group



Stellungnahme zum
Referentenentwurf für eine
Verordnung zu den
Innovationsausschreibungen
und zur Änderung weiterer
energiewirtschaftlicher
Verordnungen

EEX Political & Regulatory Affairs
09.07.2019
Leipzig

Ref. 0001A

1. Vorbemerkung und Zusammenfassung

Im Folgenden nimmt die European Energy Exchange (EEX) Stellung zu dem am 25. Juli 2019 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Konsultation gestellten Referentenentwurf einer Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen.

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.

Jedoch kommen wir 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. Investitionsförderung. 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.

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 zudem kontinuierlich an der Weiter- und Neuentwicklung von Märkten und Handelsprodukten, wie aktuell etwas 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 Finanzmarktregulierung, sicherzustellen.

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 hier 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 im Vergleich zur bestehenden gleitenden Marktprämie. Der vorliegende Vorschlag versucht diese zu erwartenden Nachteile der fixen Prämie auf Arbeit durch Begleitregelungen wie den Höchstwert (§ 6 Abs. 3 InnAusVuÄndV) oder die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (§ 7 InnAusVuÄndV) zu begrenzen. Die Folge sind zunehmende Komplexität und Mikromanagement statt Verbesserung und Effizienzsteigerung der Marktintegration.

Stattdessen plädieren wir für eine fixe Marktprämie auf installierte Leistung pro Kilowatt oder eine vergleichbare Kapazitäts- bzw. Investitionsförderung. 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.¹ 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.² 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.

¹ Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0.

² Hamburg Institut (2019): Ökostrommarkt 2025.

3. 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 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 ausgeführten 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).

Um diese Risiken absichern zu können, ist eine Kombination aus langfristigen Stromlieferverträgen und dem Handel von Standardprodukten am Stromterminmarkt 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.

In Deutschland ist die Bedeutung von PPAs vorerst noch gering. Doch mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für erste Anlagen nach 2020 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 Lieferverträgen³

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

oder der Umstand, dass nur EVU berechtigt sind, Herkunftsnachweise zu entwerten, aber nicht Industrieunternehmen als Käufer von nicht-gefördertem Erneuerbaren-Strom im Rahmen eines PPA. Hier ist u.a. auch das BMWi 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 insbesondere der zonale Ansatz großer Gebotszonen regelmäßig in Frage gestellt. Insofern begrüßt die EEX ausdrücklich die bisherige Haltung der Bundesregierung, die einheitliche deutsche Gebotszone mindestens 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 das BMWi die weitere Entwicklung mit Blick auf die Auswirkungen auf die langfristigen Energiemärkte sorgfältig begleiten.

4. Anmerkungen zum Entwurf der Innovationsausschreibungsverordnung

a) Bestimmung des Höchstwerts, § 6 Abs. 3 InnAusVuÄndV

Der Referentenentwurf sieht in § 6 Abs. 3 vor, dass als fixe Marktprämie maximal die Differenz aus dem letzten bekanntgemachten Höchstwert nach § 16 Absatz 1 Nummer 3 der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen und dem 5-Jahres-Future-Wert geboten werden darf (Höchstwert).

Grundsätzlich teilen wir die Auffassung, einen möglichst langfristigen Marktpreis als Referenzwert heranzuziehen. Gegen den hier gewählten 5-Jahres-Future-Wert (Phelix DE Baseload Cal+5) spricht – zumindest zum jetzigen Zeitpunkt – die vergleichsweise geringe Liquidität. Stattdessen empfehlen wir, als Referenzwert zunächst den 3-Jahres-Future-Wert (Phelix DE Baseload Cal+3) zu verwenden.

Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass sich die Terminmarktliquidität auf die drei folgenden Kalenderjahre konzentriert hat. Dennoch stellen wir – wenn auch noch auf vergleichsweise niedrigem Niveau – eine Zunahme der Handelstätigkeiten in den längeren Terminkontrakten über drei Jahre hinaus fest. Wie oben beschrieben, gehen wir längerfristig von einer steigenden Bedeutung des Terminmarkts auch im Handelsbereich von zehn Jahren aus und werden hier in näherer Zukunft die Laufzeiten entsprechend von sechs auf zehn Jahre ausweiten.

b) Keine Förderung bei negativen Preisen, § 7 InnAusVuÄndV

Der Referentenentwurf sieht in § 7 vor, dass sich für Anlagen, die Zahlungen aufgrund eines Zuschlags in der Innovationsausschreibung zu dem Gebotstermin 1. September 2021 erhalten, sich die fixe Marktprämie für einen Zeitraum, in dem der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone die Stundenkontrakte negativ ist, auf null verringert.

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 hat insbesondere den Nachteil, dass das Auftreten der 6-Stunden-Fälle nur sehr schwer zu prognostizieren ist.

Darüber hinaus schlagen wir vor, die Begrenzung auf den Gebotstermin 1. September 2021 zu streichen. Ziel sollte es sein, möglichst viel Erfahrungen mit geänderten Rahmenbedingungen zu sammeln.

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

Robert Gersdorf
Market Policy Expert
Political & Regulatory Affairs

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.