

part of eex group



Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021)

Leipzig/Paris, 13. November 2020

1. Vorbemerkung und Zusammenfassung

Im Folgenden nehmen die European Energy Exchange (EEX) und die EPEX SPOT im Rahmen der öffentlichen Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages Stellung zu dem Entwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021).

EEX und EPEX SPOT begrüßen, dass im Gesetzentwurf der Bundesregierung für das EEG 2021 ein deutlicher Fokus auf die weitere Marktintegration erneuerbarer Energien gelegt wird. Dazu zählen insbesondere der Verzicht auf die Einführung einer symmetrischen Marktprämie, der vorgesehene Wegfall der Vergütung bei negativen Preisen für Neuanlagen sowie der Grundsatz, ausgeforderte Anlagen in den Markt zu entlassen und nur in bestimmten Grenzen und unter gewissen Voraussetzungen eine Anschlussförderung als Auffangtatbestand vorzusehen. Die vorgeschlagene Anschlussregelung für kleine Anlagen bis 100 kW installierte Leistung erachten wir aber als zu weitgehend. Vielmehr sollte eine solche Auffangregelung nur in einem sehr begrenzten Rahmen für Kleinstanlagen gelten. Die darüber hinaus zur Diskussion stehende Ausweitung einer Anschlussregelungen für größere Anlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kW – im Wesentlichen Windenergie-an-Land – sehen wir als nicht notwendig an und lehnen diese daher ab.

Neben den konkreten Vorschlägen zur schrittweisen Stärkung der Marktintegration begrüßen wir ausdrücklich den von der Bundesregierung ins Auge gefassten mittelfristigen Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“, indem bis 2027 Vorschläge für einen marktgetriebenen Ausbau erarbeitet werden sollen. Gleichwohl plädieren wir dafür, dass EEG schon in der Zwischenzeit schrittweise in diese Richtung weiterzuentwickeln. Ein möglicher nächster Schritt wäre der Umbau des EEG von einem Förderinstrument zu einem Finanzierungsinstrument. An Stelle einer kontinuierlichen Förderung könnte eine Unterstützung bei der Anfangsfinanzierung für den Bau der Anlagen treten.

2. Vollständige Marktintegration und marktbasierter Ausbau als Zielbild

Schon jetzt tragen die Großhandelsmärkte der EEX und der EPEX SPOT wesentlich zur Marktintegration erneuerbarer Energien bei, sei es durch liquide Emissionsrechtmärkte, finanzielle Absicherungsmöglichkeiten am Stromterminmarkt – auch in Kombination mit langfristigen Lieferverträgen (PPAs) – oder innovative Kurzfristmärkte für Strom mit hochauflösender Produktgranularität, wie Viertelstundenprodukten, und kurzer Vorlaufzeit.

Die vollständige Marktintegration von erneuerbaren Energien ist eine Grundvoraussetzung für ein flexibles, sicheres sowie durch Sektorintegration zunehmend strombasiertes Energiesystem der Zukunft. Das bedeutet, dass die Vergütung von erneuerbaren Energien perspektivisch vollständig auf marktbasierenden Einnahmen basieren sollte, wie z.B. Einnahmen aus der Vermarktung an der Strombörse, Einnahmen aus Systemdienstleistungen, wie Ausgleichsenergie und Engpassmanagement, oder Einnahmen aus Herkunftsnachweisen.¹

¹ https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/202009_Market%20integration%20of%20renewables.pdf

Hier spielt der regulatorische Rahmen eine wichtige Rolle. Der Übergang von festen Einspeisetarifen zur Direktvermarktung war ein erster wichtiger Schritt, um erneuerbare Energien zunehmend in den Markt zu integrieren und eine effiziente Vermarktung anzureizen. Diesen Weg gilt es konsequent weiter zu verfolgen bis hin zu klaren Marktperspektiven ohne Förderung. Dabei sind neben wettbewerbsfähigen und liquiden Großhandelsmärkten auch ein gut funktionierender CO₂-Markt und ein Markt für Herkunftsnachweise erforderlich.

Marktteilnehmer müssen die richtigen Anreize haben, um auf dem Großhandelsmarkt zu ihren tatsächlichen Grenzkosten zu bieten, d.h. auf der Grundlage der Merit Order. Dies gibt ihnen gleichzeitig die Möglichkeit, ihre Investitionskosten durch die Produzentenrente zu decken. Als Konsequenz bleibt das Marktpreissignal unverzerrt, selbst bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Durch effizienten Wettbewerb wird die Stromnachfrage zu den geringst möglichen Kosten gedeckt.

Insofern begrüßen wir ausdrücklich das von der Bundesregierung im Gesetzentwurf aufgeführte Ziel, bis 2027 den Übergang in die „Post-Förderung-Ära“ einzuleiten und Vorschläge für einen marktgetriebenen Ausbau zu erarbeiten. Es braucht die deutliche politische Verbindlichkeit, erneuerbare Energien marktbasiert auszubauen, wo es technologisch und bei den Kosten möglich ist. Wind und Solar haben nach 20 Jahren EEG die Marktreife erreicht. Die Stromgestehungskosten dieser Technologien sind wettbewerbsfähig und häufig sogar günstiger als konventionelle Erzeugung. Stattdessen sollte Förderung umgewidmet werden, um sie zukünftig da einzusetzen, wo sie gebraucht wird, um neue Technologien zur Marktreife zu bringen.

Daher plädieren wir dafür, dass EEG für marktreife Technologien schrittweise von einem Förderinstrument zu einem Finanzierungsinstrument weiterzuentwickeln. Die kontinuierliche Förderung über 20 Jahre könnte so durch eine Unterstützung bei der Anfangsfinanzierung für den Bau neuer Anlagen ersetzt werden. Als Finanzierungsunterstützung würden staatliche Instrumente also vorerst weiterhin eine wichtige Rolle spielen, um Finanzierungskosten gering zu halten und damit eine möglichst breite Akteursvielfalt zu gewährleisten. Die Unterstützung könnte dann außerhalb des Strommarkts stattfinden, z.B. über Finanzierungsunterstützung durch Investitionszuschüsse, Bürgschaften, Kredite oder steuerliche Erleichterungen.

Neben der Finanzierungsunterstützung durch den Staat bleibt das bestimmende Instrument für den Erneuerbaren-Zubau die Risikoabsicherung über den Markt. Das sind zum einen die etablierten Großhandelsmärkte wie an den Energiebörsen. Weitere Instrumente wie PPAs – die langfristigen Lieferverträge für grünen Strom – bilden sich gerade heraus. In dem Zusammenhang spielt auch der Wert der grünen Eigenschaft eine große Rolle. Dieser Wert lässt sich über Herkunftsnachweise monetarisieren und stärker als Erlösquelle nutzen.²

² Erste gutachterliche Arbeiten im Auftrag des BMWi liegen bereits vor und skizzieren mögliche Optionen zur Weiterentwicklung des EEG: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukunftsszenarien-fuer-erneuerbare-energien-wie-viel-und-welche-foerderung-wird-zukuenftig-benoetigt-studie.pdf?__blob=publicationFile&v=6

3. Anmerkungen zum Gesetzentwurf für das EEG 2021

a) Umgang mit ausgeförderten Anlagen

Für das Funktionieren des Strommarktes und den Erfolg der Energiewende ist es von entscheidender Bedeutung, dass erneuerbare Energien-Anlagen, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer noch nicht erreicht haben, nach der Förderung vollständig im Markt verbleiben und nicht stillgelegt oder auf ausschließlichen Eigenverbrauch umgestellt werden. Nur so kann eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht werden, um damit mit zuverlässigen Preissignalen zu liquiden und wettbewerbsfähigen Strommärkten in Europa beizutragen.

Die Tatsache, dass zum Jahreswechsel 2020-2021 erstmals Anlagen die EEG-Förderung nach 20 Jahren verlassen, war allseits bekannt. Damit gab es ausreichend Zeit für die Anlagenbetreiber, sich auf diese Situation vorzubereiten. Viele Anlagenbetreiber und Dienstleister haben das gemacht. Sie haben neue innovative Geschäftsmodelle für die Grünstromvermarktung entwickelt und bieten den ausgeförderten Anlagen eine Perspektive außerhalb der Förderung.³

Marktbasierte Einnahmen für ausgeförderte Anlagen können einerseits durch die Vermarktung des Stroms und der Flexibilität an Großhandelsmärkten, andererseits durch Einnahmen aus den Herkunftsnachweisen für den grünen Wert dieses Stroms erzielt werden. Die Vergütung aus Herkunftsnachweisen wird eine neue Einnahmequelle für die ausgeförderten Anlagen, da Anlagen nach geltender Gesetzeslage während der Zeit ihrer Förderung keine Herkunftsnachweise erhalten und verkaufen dürfen (so genanntes Doppelvermarktungsverbot).

In ihrem Gesetzentwurf kündigt die Bundesregierung neben einer Anschlussregelung für kleine Anlagen bis 100 kW installierte Leistung, die auch bereits im Referentenentwurf vorgesehen war, eine mögliche Anschlussregelung auch auf ausgeförderte Anlagen mit installierter Leistung größer 100 kW an. Vorgeschlagen wird eine bis Ende 2021 befristete Anschlussförderung mit der Begründung, die durch die Covid-19-Pandemie bedingten niedrigen Strompreise und Marktwerte erneuerbarer Energien zu überbrücken.

Dieser Begründung müssen wir deutlich widersprechen. Die Strompreise – sowohl am Spotmarkt als auch am Terminmarkt – liegen bereits seit Sommer wieder auf bzw. teilweise über Vor-Corona Niveau. Im Gegensatz zur Direktvermarktung im EEG sind für die Vermarktung von ausgeförderten Anlagen nicht nur die Erlöse am Spotmarkt, sondern auch die langfristige Vermarktung am Terminmarkt relevant. Damit lassen sich Erlöse unabhängig von kurzfristigen Marktsituationen fixieren.

³ Beispielhaft:

<https://www.baywa-re.de/de/rethink-energy/weiterbetrieb/#weiterbetrieb-ohne-foerderung>

<https://www.statkraft.de/presse/news/Archiv/2018/daimler/>

<https://www.greenpeace-energy.de/presse/artikel/langfrist-vertraege-mit-windparks-sorgen-fuer-hoechste-oe-kostromqualitaet.html>

<https://www.pne-ag.com/newsroom/news/article/pne-ag-staerkt-positionierung-bei-stromabnahmevertraegen-ppa>

<https://www.hanse-windkraft.de/ankauf>

Daher ist eine Anschlussförderung um weitere Jahre für einen großen Teil der Anlagen, die nach 20 Jahren Förderung bereits vollständig abgeschrieben sind, ist unseres Erachtens energiewirtschaftlich nicht zu rechtfertigen. Vor allem würden die Bemühungen von Unternehmen konterkarieren, die neue Geschäftsmodelle für den zukünftigen Betrieb der ausgeförderten Anlagen entwickelt haben. So ist zu beobachten, dass allein die Diskussion über eine Anschlussregelung dazu geführt hat, dass bereits abgeschlossene PPA für Altanlagen in Frage gestellt werden oder Vertragsverhandlungen auf Eis gelegt werden. Das ist keine Petitesse, sondern ein massiver Markteingriff.

Als weiteren Grund für die Diskussion über eine Anschlussregelung sehen wir die Hindernisse für das Repowering alter Anlagen und den Erhalt von akzeptierten Flächen. Im Grunde ist es für eine Reihe von ausgeförderten Anlagen – vor allem der ersten Generation – das betriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich sinnvollste, diese alten durch neue Anlagen zu ersetzen, die ein Vielfaches der Energieausbeute pro Fläche und eingesetztem Kapital erreichen. Im Übrigen kann Deutschland auch nur dann seine Technologieführerschaft behaupten, wenn Anlagen die auf dem neuesten Stand der Technik sind, ihre Leistungsfähigkeit im eigenen Land unter Beweis stellen können. Daher ist es dringend geboten, die Hindernisse beim Repowering – vor allem beim Erhalt der Flächen und der Beschleunigung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren – schnellstmöglich anzugehen.

Gleichwohl sehen wir die aktuelle Herausforderung aus regulatorischer und ökonomischer Sicht, dass die Direktvermarktung unter den gegenwärtig geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen für einen kleinen Teil der ausgeförderten Anlagen womöglich keine wirtschaftliche Option darstellt. Das gilt in erster Linie für sehr kleine Anlagen. In diesen Fällen können die Fixkosten für die Direktvermarktung die Markteinnahmen übersteigen. Die Kosten für Direktmarketing werden jedoch in Zukunft mit der fortschreitenden Digitalisierung, der Automatisierung von Prozessen und der Einführung intelligenter Zähler weiter sinken.

In jedem Fall ist zu prüfen, wie sich der Marktzugang und die Direktvermarktung von Kleinstanlagen doch noch wirtschaftlich gestalten ließe. Mögliche Änderungen des regulatorischen Rahmens könnten darin bestehen, Standardlastprofile oder normalisierte Erzeugungsprofile anstelle der Pflicht des 15-minütigen Ausgleichs zuzulassen und die Nachrüstung von im Verhältnis zur Anlagengröße vergleichsweise teuren intelligenten Messsystemen zu vermeiden. Auch standardisierte und vereinfachte Ausgabeverfahren für Herkunftsnachweise können kostensenkend wirken.

Daher kommt aus unserer Sicht ausschließlich eine stark begrenzte Auffanglösung in Frage, um Kleinstanlagen am Markt zu halten, bis eine wirtschaftliche Direktvermarktung auch dieser Anlagen möglich ist. Den Vorschlag im Gesetzentwurf, ausgeförderte Anlagen bis zu einer Größe von 100 kW bis Ende 2027 eine Einspeisevergütung abzüglich Vermarktungskosten zu gewähren, halten wir für deutlich zu weit gehend.

Eine stark begrenzte Auffanglösung könnte sich an folgenden Eckpunkten orientieren:

- Ausschließliche Anwendung für Kleinstanlagen bis 15 kW
- Einspeisevergütung nicht zum Marktwert, sondern deutlich verringert z.B. in der Bandbreite von 25% bis max. 50% des Marktwerts

- Begrenzung der Zahlungsdauer der Einspeisevergütung auf maximal drei Jahre nach Förderende der jeweiligen Anlage, maximal jedoch bis Ende 2025. Daraus ergäbe sich folgende Staffelung:
 - o Anlagen mit Förderende zw. 1.1.2021 und 31.12.2021 Zahlungsanspruch für drei Jahre, höchstens bis 31.12.2024
 - o Anlagen mit Förderende zw. 1.1.2022 und 31.12.2022 Zahlungsanspruch für drei Jahre, höchstens bis 31.12.2025
 - o Anlagen mit Förderende nach 31.12.2022 Zahlungsanspruch bis höchstens 31.12.2025

Eine mögliche Alternative zu einer begrenzten Auffanglösung für Kleinstanlagen könnte die Gewährung eines einmaligen „Modernisierungsbonus“ z.B. in Höhe von 100 Euro je installiertem kW sein. Bei Kleinstanlagen bis 15 kW ergäbe sich somit ein Modernisierungsbonus von 1.500 Euro je Anlage. Mit diesem Modernisierungsbonus ließen sich die Kosten für die technische Umrüstung bzw. Ertüchtigung auf intelligente Messsysteme unterstützen.

b) Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Der Gesetzentwurf sieht in § 51 Abs. 1 in Verbindung mit § 100 Abs. 2 Nr. 13 vor, für Neuanlagen die geltende 6-Stunden-Regel abzuschaffen und den Zahlungsanspruch bei negativen Preisen auf null zu verringern.

Diesen Vorschlag begrüßen wir ausdrücklich als wichtigen Beitrag zur weiteren Marktintegration erneuerbarer Energien. So reagieren auch erneuerbaren Energien vollständig auf das Marktpreissignal. Es gibt dann zum Beispiel den Anreiz, bei der Anlagenauslegung stärker in Richtung Kombinationen mit Speichern zu gehen. Die erfolgreichen Ergebnisse der jüngsten Innovationsausschreibung zu Anlagenkombinationen zeigt auch, dass der Wegfall der Förderung bei negativen Preisen offenbar kein Problem darstellt.

Für die Abschaffung der 6-Stunden-Regel spricht außerdem, dass diese die Reaktion erneuerbarer Energien auf negative Preise limitiert und somit die Wirkung des Preissignals für Flexibilisierung verzerrt. Zudem ist die Prognose eines solchen Zeitintervalls schwer, was eine angemessene Reaktion der Einspeiser aus erneuerbaren Energien weiter erschwert. Gerade die Erwartung einer Zunahme von negativen Preisen zeigt den Flexibilitätsbedarf des Stromsystems auf.

Schließlich wird mit der Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen die Vorgabe aus den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien konsequent umgesetzt. Die bisher zur Anwendung kommende 6-Stunden-Regelung war eine von der EU-Kommission genehmigte Ausnahme. Für ein Auslaufen der 6-Stunden-Regel im EEG spricht auch, dass der deutsche Gesetzgeber bereits im KWKG diesen Schritt vollzogen hat.

c) Absenkung der EEG Umlage, z.B. für „grünen Wasserstoff“

Basierend auf der Nationalen Wasserstoffstrategie strebt die Bundesregierung an, im Rahmen des EEG 2021 die Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage zu befreien.

Grundsätzlich halten wir es für richtig, den Strompreis von den nicht-marktlichen Preisbestandteilen so weit wie möglich zu befreien, damit für eine erfolgreiche Sektorenkopplung mit grünem Strom die Strompreise wettbewerbsfähiger werden. Dazu zählt die EEG-Umlage als einer der größten Kostenblöcke. Dazu zählt aber auch die Stromsteuer, die sich relativ leicht auf das europäische Mindestmaß absenken ließe.

Daher ist der Wille, grünen Wasserstoff von der EEG-Umlage zu befreien, nachvollziehbar. Gleichwohl halten wir es für nicht ausreichend, nur bei der EEG-Umlage anzusetzen und auch nur einzelne Anwendungen zu befreien. Vielmehr ist ein generelles Thema, die Systematik von Steuern, Umlagen und Entgelten fit für die „Grünstrom-Sektorenkopplung“ zu machen.

Bei der Frage, wie mit den Kosten und der Finanzierung erneuerbarer Energien umzugehen ist, gibt es zwei Aspekte. Das eine ist die Finanzierung des bestehenden „Kostenrucksacks“. Das ist durch die Bundesregierung bereits zum Teil umgesetzt durch die Verwendung der Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung zur Begrenzung der EEG-Umlage; zur weiteren Absenkung wird ggf. eine weitergehende Haushaltsfinanzierung nötig sein.

Das zweite und ursächlich für die zu finanzierenden Kosten sind die Ausgaben für die Förderung. Um hier einen weiteren Anstieg der Kosten und des Finanzierungsbedarfs nachhaltig zu verhindern, müssten die Kosten für die Förderzahlungen ebenfalls sinken, z.B. durch das schrittweise Auslaufen der Förderung und zunehmenden marktbasierten Zubau.

Perspektivisch sollten sich die Kosten aber auch der Nutzen von grünem Strom für alle Marktakteure gleichermaßen in den Marktpreisen für Strom und CO₂ widerspiegeln. Dann bräuchte es keine staatlich veranlasste Gegenfinanzierung und Umverteilung wie über die EEG-Umlage mehr.

d) Verzicht auf Einführung einer symmetrischen Marktprämie

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die bewährte gleitende und asymmetrische Marktprämie weitergeführt und auf eine Umstellung auf eine symmetrische Marktprämie verzichtet wird. Eine symmetrische Marktprämie – die in ihrer Wirkung mit staatlich abgesicherten Differenzverträgen (Contract for Difference, CfD) vergleichbar ist, hätte unseres Erachtens negative Auswirkungen auf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien.⁴ Auch der beabsichtigte Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“ ab spätestens 2027 würde mit einer symmetrischen Marktprämie in Frage gestellt.

⁴ Zu den negativen Auswirkungen von Differenzverträgen auf die Markt- und Systemintegration siehe detailliert: https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf

e) Verstetigung der Innovationsausschreibungen

Wir begrüßen den Vorschlag, die Innovationsausschreibungen zu verstetigen und mengenmäßig auszuweiten, indem die gemeinsamen Ausschreibungen in die Innovationsausschreibungen integriert werden.

Allerdings plädieren wir auch dafür, die zur Anwendung und Erprobung kommenden Instrumente in den Innovationsausschreibungen zu erweitern. Nur so lassen sich umfassende Erfahrungen für verschiedene neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen, im Vergleich sammeln.

Konkret schlagen wir vor, 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 Investitionskostenförderung bzw. -zuschuss.⁵ 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. Ein solches Instrument ließe sich auch besser mit neuen marktbasierenden Finanzierungsinstrumenten wie langfristigen Lieferverträgen (PPA) kombinieren. Es wäre eine Möglichkeit, dass EEG von einem Förder- zu einem Finanzierungsinstrument weiterzuentwickeln. So ließen sich wertvolle Erfahrungen sammeln mit Blick auf den beabsichtigten Umstieg in die „Post-Förderung-Ära“ ab spätestens 2027.

f) Digitalisierung auch für kleinere Anlagen

Wir begrüßen die Verpflichtung, zur Ausstattung von neu zu errichtenden Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen ab einer installierten Leistung von 1 kW mit intelligenten Messsystemen auszustatten (§ 9 Abs. 1). Gleiches gilt für die Verpflichtung bei Bestandsanlagen größer 15 kW mit einer Übergangsfrist von fünf Jahren (§ 9 Abs. 1a). Digitalisierung und Flexibilisierung sind wichtig, um alle Anlagen vollständig in den Markt zu integrieren.

Allerdings weisen wir ausdrücklich darauf hin, dass Digitalisierung und Flexibilisierung nicht Hand in Hand gehen sollten mit einem direkten Zugriff von Netzbetreibern auf wettbewerbliche Anlagen. Dieser Zugriff sollte strikt limitiert sein. Im NABEG 2.0 wurde bereits der kostenbasierte Redispatch für alle Anlagen über 100 kW und für direkt steuerbare Anlagen festgeschrieben. Durch den Vorschlag im Gesetzentwurf für das EEG 2021 würde die Zahl, der durch Netzbetreiber direkt steuerbaren Einheiten, stark erhöht. Unseres Erachtens wäre eine marktbasierende Aktivierung von Flexibilität effizienter bei gleicher Systemsicherheit und sollte daher bevorzugt werden. Nur so können neben den bestehenden Flexibilitäten auch neue Flexibilitäten angereizt werden. Ein direkter, regulierter Zugriff der Netzbetreiber erschwert die Entwicklung entsprechender Geschäftsmodelle und führt zu einem ineffizienten Lock-In-Effekt.

⁵ Für weitere Details: https://www.bundestag.de/resource/blob/671126/2fd271505af292b3e4148cf918ace-fdd/stgn_paulun-data.pdf

Kontakt

European Energy Exchange AG
political.communications@eex.com

EPEX SPOT SE
publicaffairs@epexspot.com

Über EEX und EPEX SPOT

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, Erdgas und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte an. Zusätzlich stellt die EEX Registerdienstleistungen zur Verfügung und führt Auktionen für Herkunftsnachweise im Auftrag des französischen Staates durch.

Die Europäische Strombörse EPEX SPOT SE und ihre Tochtergesellschaften betreiben die Märkte für physischen kurzfristigen Stromhandel in Zentralwesteuropa, dem Vereinigten Königreich und Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, hat sich die EPEX SPOT der Schaffung eines gesamteuropäischen Strommarkts verpflichtet. Über 300 Börsenmitglieder handeln auf der EPEX SPOT Strom über zwölf Länder hinweg. Über die Holding HGRT sind Übertragungsnetzbetreiber mit 49 % an der EPEX SPOT beteiligt. Für weitere Informationen besuchen sie bitte www.epexspot.com.