

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

Bundesnetzagentur

Referat 605
Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail an: eeg@bnetza.de

Berlin, den 4.10.2011

Stellungnahme zum Gutachten „Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ von Frontier Economics, Formaet Services und der Bundesnetzagentur von September 2011

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Möglichkeit, das vorliegende Gutachten zu einem möglichen Modell der Drittvermarktung von EEG-Strom aus Handelssicht bewerten zu können. Wie bereits im Workshop am 22.9.2011 ersichtlich geworden ist, bietet ein Drittvermarktungsmodell aus Sicht der Stromhändler einen weiteren geeigneten Weg zur Vermarktungsdiversifizierung (insbesondere neben der Direktvermarktung).

Im Folgenden stellen wir die aus unserer Sicht nötigen Randbedingungen dar, die in einer Art Testphase die EEG-Strom-Vermarktung über Dritte marktunterstützend zum Erfolg verhelfen.

Einleitung

Das EEG sieht die Möglichkeit vor, dass die Vermarktung des von den Übertragungsnetzbetreibern abgenommenen EEG-Stroms (i.e. nicht direkt vermarktet) auf Dritte übertragen wird. EFET setzt sich nachdrücklich dafür ein, dass die Bundesregierung von seiner Verordnungsermächtigung Gebrauch macht (AusglMechV, § 11 Absatz 4).

Anstelle einer zentralen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber könnte die Vermarktung für alle Händler geöffnet werden. Somit würde neben der Direktvermarktung von EEG-Anlagen ein weiteres Feld im Wettbewerb um die effizienteste Vermarktungsstrategie entstehen. Mit einer solchen Erweiterung entstünden weitere Optionen für die Vermarktung: über die Nutzung von Terminmärkten, OTC-Märkten, Auslandsmärkten sowie ökonomische Anreize zur Fahrplannerfüllung (Prognoseoptimierung, Bilanzkreisausgleich usw.). Damit wird eine Dämpfung der Kosten des Gesamtsystems möglich. EFET Deutschland ist optimistisch, dass Effizienzgewinne realisiert werden können. Um zu klären, in welchem Umfang Effizienzgewinne realisiert werden können, befürwortet EFET Deutschland die Durchführung eines Modellversuchs.

Die Drittvermarktung sollte, wie vorgeschlagen, derart ausgestaltet werden, dass Leistungsanteile der EEG-Anlagen versteigert werden. Der erfolgreiche Bieter erhält die auf einen bestimmten Leistungsanteil (z.B. 50 MW installierte Leistung aus Erneuerbaren Energien) entfallende Erzeugung. Derartige „EEG-Kapazitätsanteile“ von überschaubarer Größe öffnen dieses Vermarktungsverfahren auch für kleinere Handelshäuser.

Auktioniert werden könnten Anteile mit Monats-, Quartals- und Jahreslaufzeit, entsprechend dem Vorschlag der Modellersteller Frontier Economics, Formaet Services und Bundesnetzagentur. Dies können auch Strommengen aus spezifischen Erneuerbaren-Erzeugungstechnologien sein (z. B. anteilige Vermarktung des gesamten Windstroms mit EEG-Einspeisevergütung), solange dies nicht aufwändige Umstellungskosten in den EEG-Strom-Bilanzkreisen verursacht und damit die Einführung einer Drittvermarktung erheblich verzögert.

Der Handel übernimmt damit vom Übertragungsnetzbetreiber sämtliche Vermarktungsrisiken. Der Erwerber muss die auf seinen Anteil entfallende produzierte EEG-Strommenge vollständig abnehmen und trägt das Marktpreisrisiko (einschließlich negative Marktpreise). Er ist zudem verantwortlich für die Abweichung zwischen der vermarkteten EEG-Menge und der tatsächlichen EEG-Einspeisung.

Wichtig ist dabei, dass die Übertragungsnetzbetreiber alle prognose- und abrechnungsrelevanten Informationen offenlegen, denn nur dann werden Händler in die Lage versetzt, Prognose- und Bilanzkreisverantwortung zu übernehmen.

Ein solches Auktionsmodell hat eine Reihe von Vorteilen gegenüber der ÜNB-Vermarktung einerseits und alternativen Drittvermarktungsmodellen andererseits:

- Modell erlaubt **echten Wettbewerb**
 - Auktion ist offen für alle Marktteilnehmer;
 - Auch kleine Unternehmen können teilnehmen, weil Kapazitätsanteile von überschaubarer Größe angeboten werden.

 - **Alle Segmente** der Strommarktes können genutzt werden (mittel- und langfristige Produkte, OTC, In- und Ausland)
 - Erlöse werden zugunsten der EEG-Umlage maximiert.

 - Marktteilnehmer erhalten einen Anreiz, ihre **Vermarktungsstrategie** und die **Prognosequalität** laufend **zu verbessern**
 - Wettbewerb um optimale Vermarktungsweise sorgt für höhere Auktionsgebote.

 - **Effizientere Funktion** der Spot- und Terminmärkte durch verbesserte **Transparenz** und erhöhtes **Vertrauen** der Marktteilnehmer:
 - Das Marktgeschehen wird nicht mehr durch Angebotsverhalten der ÜNB dominiert;
 - Die Prognose der ÜNB verliert entscheidende Rolle für Preisbildung am Spotmarkt;
 - Die ÜNB können alle EEG-Erzeugungsdaten veröffentlichen;
 - Das Risiko von Marktpreisverzerrungen durch die heutigen *limit-order*-Gebote der ÜNB entfällt.
- ➔ Effizientere Märkte senken letztlich die Kosten der Endverbraucher.

- **Kein behördliches Auswahlverfahren** für einen oder mehrere Drittvermarkter nötig:
 - Auswahlkriterien sind nicht einfach zu entwickeln, vergaberechtliche Probleme möglich.

- Kein komplexes **Anreizverfahren** nötig:
 - Keine Gefahr einer Über- oder Untervergütung des Drittvermarkters;
 - Keine laufende Beobachtung und Anpassung des Vergütungsmechanismus notwendig.

- **Entlastung der ÜNB:**
 - Keine bzw. weniger Handelsaktivitäten zur EEG-Vermarktung notwendig;
 - Gefahr kurzfristiger Illiquiditätsprobleme bei den Übertragungsnetzbetreibern entfällt. Wie bereits am Workshop am 22.9.2011 deutlich gemacht wurde, muss jedoch ein geeignetes Zeitfenster für die Ausgleichszahlungen zwischen Drittvermarktern und Übertragungsnetzbetreibern als „Zwischenlieferant“ erörtert werden.

- Sinnvolle Ergänzung zum **Marktprämienmodell:**
 - Händler, welche die Prämiendirektvermarktung übernehmen, können zusätzlich an der Auktion teilnehmen;
 - Größerer Markt ist attraktiver für den Handel, insgesamt stärkerer Wettbewerb.

Teil 1: Bewertung der Modellaspkte

1. Teilweise oder vollständige Drittvermarktung?

Es ist nicht ersichtlich, dass das **dauerhafte Nebeneinander** einer ÜNB-Vermarktung und einer Drittvermarktung der nicht direkt vermarkteten Mengen Vorteile bietet. EFET ist überzeugt, dass eine Drittvermarktung durch Auktion der ÜNB-Vermarktung deutlich überlegen ist. Deswegen sollte eine größtmögliche Umstellung angestrebt werden.

Die Einführung eines Auktionsmodells sollte allerdings nur **schrittweise** erfolgen. Zunächst wäre, wie im vorgelegten Modell aufgezeigt, nur ein Teil der EEG-Kapazitäten, die nicht bereits in der Direktvermarktung sind, über eine Auktion zu vermarkten. Dabei könnte am Anfang die Auktion einzelner besonders geeigneter Produkte stehen. Für die Restmengen findet übergangsweise weiterhin die ÜNB-Vermarktung über den Spotmarkt statt.

Im Übrigen wird es sich **aus organisatorischen Gründen** möglicherweise nicht vermeiden lassen, dass Restkapazitäten verbleiben, welche nicht in die Auktion aufgenommen werden können. In diesem Fall wird man die ÜNB-Vermarktung dauerhaft fortsetzen können, allerdings nur in geringem Umfang.

2. Ein oder mehrere Drittvermarkter?

Die Übertragung der Drittvermarktungsaufgabe auf **einen einzelnen Anbieter** erscheint nicht sinnvoll. Zwar würde hierdurch dem Entflechtungsgedanken Rechnung getragen werden, allerdings blieben im Übrigen die Nachteile des gegenwärtigen Systems weitgehend bestehen:

- Es entstünde kein Wettbewerb um die beste Erzeugungsprognose und die optimale Vermarktungsstrategie.
- Da ein einzelner Anbieter nicht das Vermarktungsrisiko übernehmen kann, müsste dieses bei den EEG-umlagepflichtigen Endverbrauchern verbleiben.
- Da kein direkter Referenzpreis zur Bewertung für die EEG-Erzeugung besteht, müsste ein komplizierter Anreizmechanismus geschaffen werden, um eine effiziente Vermarktung zu gewährleisten.
- Es würde ein marktbeherrschender Anbieter geschaffen, dessen Handelsstrategien die Preisbildung auf den Spotmärkten zu vielen Zeiten maßgeblich beeinflusst.
- Ein zentraler Vermarkter würde mit hoher Wahrscheinlichkeit darauf bestehen, dass ihm ein Informationsvorsprung (Erzeugungsdaten, Prognosen) gegenüber den übrigen Marktteilnehmern erhalten bleibt.

Von daher befürworten wir den Ansatz, mehrere Anbieter zur Drittvermarktung zuzulassen.

3. Zuteilungsmechanismus?

Bei einer **pro-rata Zuteilung** der Erzeugung an mehrere bestellte Drittvermarkter ergeben sich im Wesentlichen die gleichen Probleme wie bei einem zentralen Drittvermarkter. Insbesondere bleibt das Problem der Einrichtung eines funktionierenden Anreizsystems. Effizienz entsteht nicht allein dadurch, dass mehrere Drittvermarkter nebeneinander tätig werden. Zudem werden regelmäßig nur große Unternehmen in der Lage sein, die Rolle eines bestellten Drittvermarkters zu übernehmen. Kleine Unternehmen bleiben ausgeschlossen.

Deswegen setzt sich EFET für ein vollständig marktbasierendes Auktionsverfahren ein.

4. EEG-Produktdesign

Wichtig ist, dass die Produkte eine **längere Laufzeit** haben. Die verschiedenen Strommärkte können nur dann genutzt werden, wenn zumindest Quartals- und Monatsprodukte ausgeschrieben werden.

Ziel sollte es sein, einen möglichst großen Anteil der EEG-Erzeugung, der trotz der Möglichkeiten der Direktvermarktung beim ÜNB verbleibt, in die Hände Dritter zu legen. Technologiespezifische Produkte, wie sie für eine Pilotphase vorgeschlagen werden, erscheinen akzeptabel.

Praktische Probleme ergeben sich hieraus u.E. nicht. Zwar unterliegt die **Zusammensetzung** derartiger EEG-Kapazitätsanteile laufend gewissen **Schwankungen**, je nach Zu- und Abgang von bestimmten Anlagen.

Praktische Probleme können sich aus der Möglichkeit der Anlagenbetreiber ergeben, mit relativ kurzer Frist in die bzw. aus der Direktvermarktung zu wechseln. Dadurch kann sich das Anlagenportfolio der Drittvermarktung eventuell stark verändern. Auch wenn der Erwerber keinen Anspruch auf den Fortbestand eines bestimmten EE-Portfolios in der Drittvermarktung hat, erfordert eine optimale Prognose, Kenntnis über den Anlagenbestand zu haben. Der ÜNB wäre

daher zur Veröffentlichung des aktualisierten Anlagenbestandes in geeigneter regionaler Differenzierung zu verpflichten. (siehe auch Anmerkung 7: *Welche Erzeugungsdaten benötigt der Markt?*).

5. Verteilung der Risiken/Chancen (S. 23 in der Präsentation)

Eine jede Vermarktungsstrategie ist zwangsläufig mit Risiken verbunden. Ein Vermarktungssystem wird dabei umso effizienter sein, je **klarer** die Zuordnung dieser Risiken ausfällt. Dabei muss ausgeschlossen sein, dass die Chancen dem Drittvermarkter zu Gute kommen, die Risiken jedoch über die EEG-Umlage sozialisiert werden.

EFET ist überzeugt, dass die effizienteste Vermarktungsstrategie dann gefunden wird, wenn den Drittvermarkter Risiken und Chancen zu **100%** treffen. Dies ist bei dem Auktionsmodell der Fall: Die Händler übernehmen das vollständige Vermarktungsrisiko. Damit hat der Erwerber der Kapazitätsanteile den größten Anreiz, die Erlöse unter angemessener Berücksichtigung des Risikos zu maximieren. Entsprechend der verbesserten Erlöse können auch höhere Preise bei der Auktion geboten werden, welche der EEG-Umlage zugute kommt. Hingegen schwächt ein Anreizsystem, bei dem Gewinne und Verluste teilweise sozialisiert werden, diesen Anreiz ab. Dies führt letztlich zu geringeren Erlösen bei der EEG-Umlage.

Das Auktionsmodell gibt den Händlern zugleich den Anreiz, die **Erzeugungsprognose** laufend zu optimieren. Jeder Händler trägt selbst allein die Konsequenzen seiner Prognose(un)genauigkeit.

6. Auswirkungen auf Kosten und Erlöse

Die momentane Vermarktung des nicht direkt vermarkteten EEG-Stroms ausschließlich über die Spotmärkte führt zu einer **suboptimalen Verwertung**. Denn Verbraucher decken sich in der Regel langfristig ein und optimieren sich lediglich auf den Kurzfristmärkten. Bei der ÜNB-Vermarktung am Spotmarkt wird daher nur ein Teil der Liquidität genutzt. Dies sorgt insbesondere während windstarker Zeiten zu einem Preisverfall. Aus diesem Grund würde kein konventioneller Kraftwerksbetreiber seine Erzeugung allein über die Spotmärkte anbieten.

Das Potential, dass sich aus einer **strukturierten Vermarktung** der EEG-Erzeugung bietet, bleibt gegenwärtig vollkommen ungenutzt. Der volle Marktwert kann nur realisiert werden, wenn alle Produkte (Termin-, Spot-, Intradaymarkt), alle Handelsorte (insbesondere EPEX, APX, EXAA) und alle Märkte (Börsen, Plattformen, OTC) genutzt werden.

Aufgrund ihrer Handelserfahrungen sind die Mitglieder von EFET überzeugt, dass die Auktionserlöse die bisherigen Einnahmen aus der Spotvermarktung **deutlich übersteigen** werden (vgl. unten Anmerkung 1 „*Wie ist gewährleistet, dass das Auktionsmodell die Erlöse zugunsten der EEG-Umlage gegenüber der ÜNB-Vermarktung erhöht?*“). Allerdings gestaltet sich eine realistische quantitative Vorhersage schwierig. EFET empfiehlt daher eine einjährige Lernphase, in der nur ein Teil der Erzeugung über Auktionen veräußert wird. Am Ende dieser Übergangsphase lassen sich die Erlöse aus beiden Verfahren direkt miteinander vergleichen.

Die im Rahmen der Konsultation vorgeschlagenen Alternativen der Bepreisung (Gebot als Fixpreis auf die Erzeugung in €/MWh bzw. als Prämie/Abschlag auf den EEX-Spotpreis) haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Auswirkungen auf Kosten und Erlöse und damit die EEG-Umlage lassen sich vermutlich mit dem Modell einer Prämie/Abschlag auf den EEX

Spotpreis am einfachsten nachvollziehen. Dabei sind die derzeit den ÜNB zugestandenen Vermarktungskosten zu berücksichtigen.

Eine Testphase erlaubt es zudem ÜNB wie auch Händlern, **Erfahrungen** zu sammeln. EFET rechnet allerdings nur mit einer kurzen Lernphase auf Seite der Händler, da das Know-how für eine strukturierte Veräußerung bereits in allen Handelshäusern besteht und sich die am Spotmarkt tätigen Händler schon bisher intensiv mit der EEG-Vermarktung beschäftigt haben.

7. Auswirkungen auf Wettbewerb

EFET geht von einer spürbaren **Belebung** des Wettbewerbs aus. Auch Händler ohne eigene konventionelle oder erneuerbare Erzeugungskapazitäten können EEG-Kapazitätsanteile erwerben. Dies erhöht den Wettbewerb auf allen Märkten.

8. Transparenz

Das Auktionsmodell **verbessert** die Transparenz:

- Eine Auktion ist ein vollständig transparentes Verfahren, um den Wert des EEG-Stroms festzustellen.
- Da die ÜNB keine Rücksicht mehr auf eigene Vermarktungsaktivitäten nehmen müssen, können sie alle Erzeugungsinformationen der EEG-Anlagen offen legen.
- Das Marktgeschehen am Spotmarkt wird transparenter, weil die Preisbildung nicht mehr maßgeblich von einem einzelnen EEG-Vermarkter abhängt.

Teil 2: Anmerkungen zum Auktionsmodell

Anmerkung 1 (Systemeffizienz): Wie ist gewährleistet, dass das Auktionsmodell die Erlöse zugunsten der EEG-Umlage gegenüber der ÜNB-Vermarktung erhöht? Wird die gebotene Summe nicht zwangsläufig geringer ausfallen, weil die Bieter eine Risikoprämie einrechnen müssen, die bei der ÜNB-Vermarktung nicht anfällt?

Im Auktionsmodell werden die Markterwartungen vieler Marktteilnehmer in die Preisfindung mit einbezogen. Die Markterwartungen vieler Marktteilnehmer sind langfristig der valideste Preisschätzer bei Märkten mit vielen Unsicherheiten, wie Commodity-Märkte (Öl, Strom, CO₂) generell belegen. Jeder Marktteilnehmer bringt seinen individuellen Beitrag aus seinem handelspezifischen, analytischen und meteorologischen Know-How und seiner Risikopräferenz. Die Gesamtheit dieser Beiträge führt zu Kauf- und Verkaufsignalen an den Handelsmärkten und generieren somit den Marktpreis aus den Markterwartungen vieler Marktteilnehmer. Je liquider diese Märkte sind und je weniger Markteintrittsbarrieren vorhanden sind, desto mehr Marktteilnehmer mit unterschiedlichen Motiven (Absicherung des Portfolios, Absicherung gegen Preisrisiken, Preisspekulation) werden dann am Markt agieren. Die Marktteilnehmer

haben einen kontinuierlichen Anreiz, ihr Know-How zu verbessern, um ihre Margen zu erhöhen; dies sollte dann auch zu höheren Erlösen in der EEG-Auktion führen.

Diese Anreize und die Generierung von Preissignalen aus einer Vielzahl von Markterwartungen fehlen bei der ÜNB-Vermarktung, die dadurch dem Auktionsmodell bei fundamentaler Betrachtung langfristig unterlegen ist. In welchem Umfang hierdurch die Erlöse gesteigert werden können, sollte in einem Pilotversuch geprüft werden. Bei der Bewertung der im Auktionsmodell erzielten Erlöse sind die dem ÜNB zugestandenen Vermarktungskosten in vollem Umfang zu berücksichtigen.

Anmerkung 2: Wie kann der EEG-Strom vom Handel auch langfristig vermarktet werden, obwohl die Erzeugung fluktuiert und nur kurzfristig prognostiziert werden kann?

Die Erzeugung elektrischer Energie konventioneller Kraftwerken ist bei allen Bemühungen der Kraftwerksbetreiber alles andere als sicher. Technische Ausfälle machen es notwendig, Ausgleichsgeschäfte zu tätigen und/oder Reserveleistung vorzuhalten. Nichtsdestotrotz wird diese „unsichere“ Erzeugungsanlage lang-, mittel- und kurzfristig vermarktet, um einerseits den erzielbaren Marktpreis abzusichern und andererseits mögliche Marktchancen zu nutzen. Im Rahmen einer durch Risikomanagement eingeschränkten Kauf- und Verkaufsstrategie kann die einmal vermarktete Kraftwerksposition dann – je nach steigendem oder fallendem Marktpreis bis zum Erfüllungszeitpunkt – immer wieder ver- und (zurück)gekauft werden. Die langfristige Vermarktung von EEG-Anlagen kann in gleicher Weise in ein Handels- und Vermarktungsportfolio erfolgen. Dabei wird eine gewisse Grunderzeugung der EEG-Anlagen unterstellt und sukzessive der Prognose angepasst.

Da die Prognosegenauigkeit von Wind- und Solarerzeugung bis zum Erfüllungszeitraum ansteigen, steigt auch die Sicherheit der Erzeugung und sollte bis zum Erfüllungszeitpunkt nahezu exakt sein. Der Händler (Käufer der EEG-Leistungsscheibe) unterstützt dies, indem er seine Abweichungen – gemäß seiner Risikostrategie – durch entsprechende Käufe und Verkäufe über die gesamte Zeitachse auch lang-/mittelfristig kompensiert um den verkauften EEG-Erzeugungsfahrplan abzusichern.

Anmerkung 3: Wieso beeinträchtigt die gegenwärtige Vermarktungsweise die Funktion der Spotmärkte ?

Konzentration der Unsicherheit in den Spotmärkten: Intraday- und Day-Ahead-Märkte haben eine begrenzte Liquidität, weil sie neben den langfristigen Märkten überwiegend nur zur Optimierung genutzt werden. Daher hängt die Preisentwicklung der Spotmärkte maßgeblich davon ab, welche Mengen der ÜNB anbietet. Damit haben Wind- und Sonnenverhältnisse maßgeblichen Einfluss auf die Preisentwicklung. Das bedeutet, dass jede Teilnahme an den Spotmärkten in hohem Maße mit den meteorologischen Unsicherheiten der EEG-Erzeugung belastet ist. Dieses Risiko kann sich abschreckend auf potentielle Marktteilnehmer auswirken. Das Problem wird sich mit einem steigenden Anteil der EE-Erzeugung verschärfen.

Bei dem Auktionsmodell werden diese Risiken von den Erwerbern der EEG-Kapazitätsanteile übernommen. Diese Händler können schon aufgrund längerfristiger Wettervorhersagen agieren, zudem andere Märkte nutzen und sich durch den Einkauf von Erzeugungsflexibilitäten absichern. Damit bleiben kleinere Mengen übrig für den Spotmarkt, so dass sich dort die meteorologischen Schwankungen in geringerem Umfang auswirken.

Intransparenz: Erschwerend kommt hinzu, dass die Wetterverhältnisse nicht direkt über das Angebot an den Spotmärkten entscheiden, sondern die ÜNB und ihre Erzeugungsprognosen maßgebend sind. Die Ergebnisse sind für den Markt nicht ausreichend vorhersehbar, weil

- die Day-Ahead-Prognose nicht vor der Auktion der EPEX-Spot bekannt gegeben wird;
- die um 18 Uhr veröffentlichte Vortragesprognose nicht den aktuellen Stand wiedergibt und nicht während des Intraday-Handels aktualisiert wird;
- zudem unklar ist, inwieweit der Regelernergieeinsatz, Redispatch oder sonstige Netzmaßnahmen die angebotene Mengen beeinflussen.

Beim Auktionsmodell entscheidet hingegen die Prognose eines jeden Inhabers von EEG-Kapazitäten über die Einspeisung, so dass die einzelne Prognose (mit eventuellen Fehler) nicht ins Gewicht fällt.

Anmerkung 4: Wie können auch Unternehmen ohne eigene konventionelle Kraftwerke an der Vermarktung teilnehmen? Haben Händler mit flexiblen Kraftwerkskapazitäten einen Vorteil?

Unternehmen mit konventioneller Erzeugung veräußern diese in aller Regel langfristig und tätigen dann nachträglich Ausgleichsgeschäfte, wenn sich ihr Bedarf ändert. Insofern befinden sich alle Händler bei der Vermarktung des Strom aus den EEG-Kapazitätsanteilen in der gleichen Position: Sie müssen bei Prognoseänderungen am Markt tätig werden.

Anmerkung 5: Wie kann gewährleistet werden, dass die verauktionierte Kapazität während der Laufzeit zur Verfügung steht? Was passiert, wenn EEG-Anlagen aus der Einspeisevergütung ausscheiden, insbesondere weil sie sich für eine Form der Direktvermarktung entscheiden. Wie wirkt sich eine Veränderung des Erzeugungsmixes aus?

Wir sehen grundsätzlich drei Möglichkeiten, um ausreichende EE-Kapazitäten sicherzustellen:

- (1) Die **Fristen zum Wechsel der Vergütungssysteme** werden an die Produktlaufzeiten angepasst. Beispielsweise könnte ein Wechsel in die Einspeisevergütung oder aus der Einspeisevergütung heraus in die Direktvermarktung nur noch zum Quartalsbeginn (mit einer einmonatigen Anzeigefrist) gestattet werden. Dies würde es dem ÜNB ermöglichen, nahezu die gesamte in der Einspeisevergütung befindliche Kapazität in Quartals- oder Monatsfristen anzubieten. Eine solche Umstellung sollte den EEG-Anlagenbetreiber ab Anfang 2013 zumutbar sein, nachdem sie ein Jahr Erfahrungen mit der Marktprämie sammeln konnten.
- (2) Auch könnte der ÜNB Vereinbarungen mit den Betreibern von EEG-Anlagen schließen, wonach diese freiwillig auf einen **Wechsel** aus der Einspeisevergütung heraus für eine bestimmte Zeit **verzichten**. Hierfür müsste der ÜNB ein zusätzliches Entgelt anbieten.
- (3) Alternativ könnte ein Teil der EEG-Leistung weiterhin durch die ÜNB vermarktet werden, um diese Kapazitäten gegebenenfalls als Ersatz für aus der Einspeisevergütung ausscheidende EEG-Anlagen bereitstellen zu können.

- (4) Schließlich kann der ÜNB auch EEG-Kapazität am Markt **zurückkaufen**. Die Inhaber sollten zur Rückgabe bereit sein, sofern der ÜNB den Opportunitätswert der verauktionierten EEG-Kapazitätsanteile ersetzt. Hier könnte eine umgekehrte Auktion zum Einsatz kommen.

EFET befürwortet die Option (1), um Monats- und Quartalsprodukte bereitzustellen. Um darüber hinaus auch längerfristige (12 Monats-)Produkte einführen zu können, sollten die Optionen (2)–(4) geprüft werden.

Anmerkung 6: Wie wird der Erzeugung der EEG-Leistungsanteile zwischen ÜNB und Handel abgerechnet?

Die Abrechnung erfolgt nachträglich, wenn die Erzeugung der im Portfolio enthaltenen Anlagen feststeht. Auf dieser Grundlage werden die Bilanzkreise abgerechnet. Sofern nicht alle Anlagen gemessen werden, sind geeignete Berechnungsverfahren transparent anzuwenden und die sich daraus ergebenden Fahrpläne für die Abrechnung verbindlich zu machen.

Anmerkung 7: Welche Erzeugungsdaten benötigt der Markt? Wer erstellt die Erzeugungsprognosen? nn

Transparenz: Der Handel kann die Erzeugung umso effizienter vermarkten, je besser die Datenqualität ist. Die ÜNB sollten daher laufend daran arbeiten, die Datenqualität zu verbessern.

- Ausgangspunkt sollte die Veröffentlichung sämtlich vorliegender Daten sein. Zusätzlich zu der Veröffentlichung der aggregierten Zahlen, die bereits heute auf der EEX-Transparenzplattform verfügbar sind, sollten alle verfügbaren Einspeisedaten **einzelner Anlagen** (Referenzanlagen Wind und Solar) in oder nahe Echtzeit verfügbar gemacht werden.
- Schrittweise sollte der Anteil der direkt gemessenen Anlagen **erhöht** und **in Echtzeit** verfügbar gemacht werden.

Prognose: Grundsätzlich handelt jeder Händler auf Grundlage seiner eigenen EE-Erzeugungsprognose. Darüber hinaus sollten sämtliche EE-Erzeugungsprognosen des Netzbetreibers, welche dieser aus Gründe der Netzsicherheit erstellt, vorab als Referenz veröffentlicht werden. Dies hilft insbesondere kleineren Händlern, die keine eigene Prognose erstellen wollen.

Anmerkung 8. Wie oft und in welchem Verfahren sollte eine Auktion durchgeführt werden? Welche Art von Sicherheitsleistung der Bieter ist sinnvoll?

Grundsätzlich sind die Auktionszyklen und auch Auktionsprodukte an denen liquider Handelsprodukte des Strommarktes zu koppeln, so dass die Gesamtmenge EEG so effizient wie möglich dem Energiemarkt zur Verfügung gestellt wird.

Den derzeitigen Zubau unterstellt, können auch Jahresprodukte mehrfach im Jahr durch die TSO zur Auktion angeboten werden, Monatsprodukte ergo ebenfalls mehrfach je Monat.

In einer Anfangsphase ist mit einer begrenzten Nachfrage zu rechnen denn Nachfrager benötigen zum Aufbau entsprechender Expertise und Werkzeuge einen gewissen Zeitraum. Sinnvollerweise ist daher mit Monatsprodukten in monatlichen Auktionen zu beginnen, gefolgt von Quartals- und Jahresauktionen.

Anmerkung 9: Was passiert, wenn ein Netzbetreiber einzelne EEG-Anlagen herunterregelt, weil Netzengpässe bestehen oder die Erzeugung den Verbrauch übersteigt?

Die Netzbetreiber haben in diesem Fall die Inhaber von EEG-Kapazitätsanteilen unverzüglich über derartige Maßnahmen und den genauen Umfang zu informieren. Die Kürzungen sind gleichmäßig auf alle Kapazitätseinhaber zu verteilen.

Auch in diesem Fall zahlt der Händler nur für die gelieferte Strommenge. Eine Haftung des ÜNB für die entsprechenden Minderungen besteht insoweit nicht. Sofern allerdings eine Mitteilung nicht oder nicht mit rechtzeitigem Vorlauf vor Ende des Intraday-Handels erfolgt, übernimmt der ÜNB den entsprechenden Ausgleich des Bilanzkreises.

Berlin, Oktober 2011
© EFET Deutschland