

Berlin, den 24.5.2011

---

## **Bewertung des EEG-Referentenentwurfs aus Handelssicht**

---

Der Energiehändlerverband EFET Deutschland (im Folgenden EFET) nimmt zum vorliegenden Referentenentwurf (Stand: 17.5.2011) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zum Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (im Folgenden EEG) Stellung.

### **§ 33a: Direktvermarktung**

EFET begrüßt grundsätzlich die Neugestaltung zur Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien. EFET hat sich schon bisher nachdrücklich dafür eingesetzt, dass das EEG in Richtung Marktorientierung weiterentwickelt wird.

### **§ 33d (1): Wechsel zwischen den verschiedenen Formen**

Die Möglichkeit zum monatlichen Wechsel zwischen festem Einspeisevergütungsmechanismus und den verschiedenen Arten der Direktvermarktung bietet einen Anreiz für Anlagenbetreiber, sich aus der Sicherheit der Fixvergütung zumindest versuchsweise herauszuwagen und in den Markt einzutreten. Die Monatsfrist erscheint uns als ein guter Ausgangspunkt. Allerdings lassen sich entscheidungsrelevante Folgen einer monatlichen Frist bisher noch nicht vorhersagen.

EFET regt daher an, diese Vorgabe zu überprüfen, wenn erste Erfahrungswerte vorliegen. Wir schlagen vor, die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, die Wechselfrist nach Konsultation zu ändern und kürzer oder länger auszugestalten. Maßgeblich sollten hier Effizienzgesichtspunkte sein.

### **§ 33d (3): Einheitliche Verfahren zur Übermittlung von Meldedaten**

Die Netzbetreiber sollen ab 2013 bundesweit einheitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren für die Übermittlung und Bearbeitung von Einspeisemeldedaten offerieren. Verbände der Energieversorgungsunternehmen und der Anlagenbetreiber sollen hierbei zur gemeinsamen Ausarbeitung konsultiert werden. EFET schlägt vor, auch Dritte, die von diesen Verfahren betroffen sind, wie insbesondere Großhändler, in das Verfahren einzubeziehen.

Unser Vorschlag für § 33d (3) Satz 3: „~~Die Verbände der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber~~ Alle Energieverbände sind an der Entwicklung der Verfahren und Formate für den Datenaustausch angemessen zu beteiligen.“

### **§ 33f: Anteilige Direktvermarktung**

Wir geben zu bedenken, dass eine anteilige Direktvermarktung die praktische Abwicklung der Marktprämie, insbesondere die Abrechnung, deutlich verkompliziert. Wir befürchten, dass einem vergleichbar geringen Nutzen bei den Anlagenbetreibern unverhältnismäßig hohe Aufwandskosten für die Netzbetreiber und somit für den Markt gegenüberstehen. EFET schlägt daher vor, auf die Einführung des § 33f zu verzichten.

### **§ 33g (1): Marktprämie**

Das Modell der Marktprämie bietet einen Anreiz, die Vermarktungsaufgabe von Übertragungsnetzbetreibern auf andere Händler zu übertragen. EFET begrüßt, dass Anbietern von Erneuerbaren Energien erstmals eine attraktive Option geboten wird, in den freien Markt zu wechseln.

EFET erwartet folgende Vorteile durch eine Marktprämie:

- Verlagerung der Stromerzeugung von regelbaren Erzeugungstechnologien in Hochpreiszeiten;
- Anlagenwartung in Tiefpreisphasen;
- Abregelung der Erzeugung von Erneuerbaren Energien bei negativen Preisspitzen;
- Prognoseverbesserung/Fahrplantreue durch den Aufbau von Kommunikationsprozessen mit Anlagenbetreibern;
- Förderung eines „Wettbewerbs der Ideen“ zur optimalen Fahrplannerfüllung (Anlagenpooling, Demand-Side-Management mit Industrie und Pumpspeicherkraftwerken).

Neben der konkreten Ausgestaltung der Marktprämie ist es notwendig, zeitnah die nötigen Rahmenbedingungen zu klären, um das Marktprämienmodell datentechnisch und finanziell abwickeln zu können. Neben der Bestimmung einer zentralen Abwicklungsstelle sollte sich die prozesstechnische Abwicklung möglichst nah an den bereits bestehenden Datenmeldeprozessen zwischen Netzbetreibern, EEG-Anlagenbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen orientieren.

### **§ 33g (2): Wertigkeitsfaktor**

Dass die Berechnung des Wertigkeitsfaktors erst nach Ablauf eines Monats auf Basis der Hochrechnung der bundesweiten Einspeisung und der stundenscharfen EPEX-Spot-Preise stattfindet, hält EFET für vorteilhaft, da hierdurch Über- oder Unterförderungen vermieden werden. Neben der Reduzierung von Mitnahmeeffekten erhöht eine ex-post-Festlegung des Wertigkeitsfaktors zudem das Vermarktungsrisiko. Verluste entstehen hier immer dann, wenn die unbeeinflussbare, dargebotsabhängige Einspeisecharakteristik fluktuierender Erneuerbaren-Erzeugung unter der durchschnittlichen Wertigkeit bleibt.

## § 33g in Verbindung mit Anlage 4: Höhe der Marktprämie

### Punkt 1: Berechnung der Marktprämie

Aus Gründen der Risikominimierung spricht sich EFET zumindest in der Anfangsphase für einen Sicherheitsabschlag von mindestens 5% auf den ex-post ermittelten durchschnittlichen Wertigkeitsfaktor bei Windenergie aus. Dieser Sicherheitsabschlag könnte im Zeitverlauf abgeschmolzen werden und als Anreizkomponente Lerneffekte stimulieren.

Die Formel des Faktors beliefe sich dementsprechend für Wind (onshore und offshore) auf:

$$RW = (1 - 0,05) MW_{EPEX} - P_M$$

$RW$  = Referenzmarktwert einer Technologie (hier Wind onshore und offshore);

$MW$  = Marktwert, monatlich ex-post berechnet;

$P_M$  = Managementprämie.

### Punkt 2: Managementprämie

Für die Profilservicekomponente und Handelsanbindung forderte EFET bislang angemessene Pauschalen, um ausreichende Anreize zu setzen, die Vermarktungsrolle auf mehrere Marktparteien zu verteilen. Gleichzeitig müssen aber Anreize erhalten bleiben, bei der Vermarktung auch Mindestportfoliogrößen anzustreben, um Synergien bei der Prognose auszunutzen. Die Managementprämien können dies im Ansatz lösen.

Bei den sogenannten „regelbaren“ Technologien ist es jedoch verfehlt, von einer Profilservicekomponente absehen zu wollen und damit die Managementprämie vergleichsweise tief anzusetzen (2.1.2). Auch Biomasse- und Grubengasanlagen sind nicht hundertprozentig regelbar, fallen aus und verursachen Ausgleichsenergiekosten (sogenannte Strukturierungskosten). Daher hält EFET auch für regelbare Technologien eine angemessene Managementprämie für notwendig. Eine Anpassung sollte in einem jährlichen Revisionsprozess in der Abhängigkeit vom Erfolg des Modells erfolgen. Eine frühe Festlegung auf eine definierte Degression birgt die Gefahr von signifikanter Über- oder Unterförderung.

Die Kosten der Handelsanbindung sind weitestgehend technologieunabhängig. Daher ist es für EFET nicht verständlich, warum für regelbare Technologien nur eine reduzierte Handelsanbindungskomponente ausgeschüttet werden soll.

## § 39: Verringerung der EEG-Umlage

EFET spricht sich für eine Beibehaltung des Grünstromprivilegs aus. Das Grünstromprivileg ist derzeit das einzige bewährte Instrument, das EEG-Anlagen in den Markt integriert. Um jedoch Mitnahmeeffekte zu vermeiden, erscheint eine Weiterentwicklung notwendig. Eine generelle Begrenzung der Umlagebefreiung auf 2,0 Cent pro kWh (§ 39 (1) Satz 1) würde allerdings nur dazu führen, dass das Grünstromprivileg wiederum zu einem technologiespezifischen

Integrationsinstrument wird, welches ausschließlich bei einer Direktvermarktung von Wasserkraft und Klär-, Deponie- sowie Grubengasanlagen wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann. Dies zeigen die Statistiken aus dem Jahr 2010, in dem die EEG-Umlage einen entsprechenden Wert aufwies.

#### **- Viertelstündliche Berechnung des Mindestanteils Windstrom**

Die Regelung, die Anteile des betroffenen Stroms im Viertelstundentakt zu berechnen (§ 39 (1) Punkt 1, letzter Satz), erscheint aus Sicht von EFET unpraktikabel im Zusammenhang mit dem Mindestanteil von 25 % Windstrom (Punkt 1 (b)). Angesichts der Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen stellt eine solche „atomistische“ Bilanzierung eine unüberwindbare Auflage dar. Eine Jahresbetrachtung ist demgegenüber vorzuziehen; nur in diesem Rahmen kann auf praktikable Weise ein Anteil von 25% gewährleistet werden. Ansonsten befürchten wir eine faktische Abschaffung des Grünstromprivilegs.

#### **- Qualitätsvorgaben im Graustromanteil**

EFET spricht sich nachdrücklich für die Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs in Richtung eines technologieoffenen Integrationsinstruments aus. Hierfür können zum einen weitere qualitative Anforderungen an die Zusammensetzung des Grünstromanteils gestellt werden, zum anderen könnten alternativ unterschiedliche Umlagebefreiungen für unterschiedliche Technologien gelten. Dies würde Mitnahmeeffekte verhindern und Lerneffekte bei allen Technologien fördern. Neben der Technologieoffenheit hält EFET eine Verknüpfung der Fördermechanismen für EE- und KWK-Strom für bedenkenswert: eine sinnvolle Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs könnte beispielsweise Qualitätsanforderungen auch für den Graustromanteil beinhalten. Anbieten würde sich hier die Anforderung, den Graustromanteil durch KWK-Strom zu decken.

#### **§ 56: Doppelvermarktungsverbot**

Positiv ist die Klarstellung zum Doppelvermarktungsverbot zu bewerten. EFET hält es für sinnvoll, dass EEG-Anlagen negative Regelernergie anbieten können, ohne gegen das Doppelvermarktungsverbot zu verstoßen.

Ziel muss es sein, geeignete EEG-Anlagen in den Regelerneigemarkt zu integrieren. Ein gesonderter Regelerneigemarkt für EEG-Anlagen mit besonderen Präqualifikationsanforderungen ist hingegen abzulehnen, weil so keine effiziente Regelerneigebeschaffung möglich ist und zudem eine Gefahr für die Versorgungssicherheit besteht, wenn keine volle Verfügbarkeit gewährleistet ist.

#### **§ 64c: Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus**

EFET begrüßt eine Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus. Allerdings liegt nach unserer Überzeugung die Lösung nicht darin, dass die Übertragungsnetzbetreiber als Händler das größte Erzeugungsportfolio aktiv vermarkten. Es ist mit dem Entflechtungsprinzip unvereinbar, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich auf verschiedenen Märkten optimieren und Risiken zulasten der umlagepflichtigen Endkunden eingehen. Von daher sehen wir die Ermächtigung in **§ 64c Ziffer 1 (a)** kritisch, wonach Übertragungsnetzbetreiber an Gewinnen und Verlusten aus der Vermarktung beteiligt werden

können. Mit guten Gründen sehen die gegenwärtige AusglMechV und die Ausführungsverordnung einen engen Rahmen für die Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber vor.

Stattdessen sollte nach Wegen gesucht werden, um die Vermarktung in die Hände der Marktteilnehmer zu legen. EFET schlägt ein Auktionsmodell vor (siehe Drittvermarktung).

Zudem ist die Möglichkeit bilateraler Vereinbarungen zur Optimierung der Vermarktung des Stroms nach **§ 64c Ziffer 2** kritisch zu überdenken. Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern dürfen das Marktgeschehen nicht durch Intransparenz negativ beeinflussen. Es sollten vorzugsweise Marktmechanismen in direkter Form zum Einsatz kommen.

### **- Drittvermarktung**

**§ 64c Ziffer 5** sieht die Möglichkeit vor, dass die Vermarktungsaufgabe der Übertragungsnetzbetreiber auf Dritte (Händler) übertragen wird, um die Erlöse für die EEG-Umlage zugunsten der Endverbraucher zu maximieren. Indem die Vermarktung von Erneuerbaren Energien für unabhängige Händler geöffnet wird, entsteht ein Wettbewerb um die effizienteste Vermarktungsstrategie. Über die Nutzung von Terminmärkten, OTC-Märkten, Auslandsmärkten sowie über ökonomische Anreize zur Fahrplanerfüllung (Prognoseoptimierung, Regelenergiebeschaffung usw.) könnten mit einem entsprechend angepassten Ausgleichsmechanismus die Kosten des Gesamtsystems gesenkt werden.

EFET schlägt vor, dass die auf einen bestimmten Leistungsanteil (z.B. 50 MW installierte Leistung aus Erneuerbaren) entfallende Erzeugung verauktioniert wird. Leistungsanteile von überschaubarer Größe öffnen dieses Vermarktungsverfahren auch für kleinere Handelshäuser.

Der Händler bietet einen Arbeitspreis und muss zu diesem den auf seinen Anteil entfallenden Strom abnehmen: Werden vom Übertragungsnetzbetreiber beispielsweise 50.000 MW Leistung nach dem EEG vergütet, erhält jeder Erwerber eines 50 MW-Anteils ein Tausendstel der zu jedem Zeitpunkt erzeugten Erneuerbaren-Einspeisung und zahlt dafür den gebotenen Arbeitspreis.

Auktioniert werden können Anteile mit Monats-, Quartals- und Jahreslaufzeit. Alternativ können Strommengen aus ausschließlich spezifischen Erneuerbaren-Erzeugungstechnologien vermarktet werden (z. B. anteilige Vermarktung des gesamten Windstroms mit EEG-Fixvergütung).

Der Handel befreit damit die Übertragungsnetzbetreiber von sämtlichen Vermarktungsrisiken. Wichtig ist dabei, dass der Übertragungsnetzbetreiber alle ihm zur Verfügung stehenden Informationen für den Markt offenlegt, damit die Händler in die Lage versetzt werden, die Einspeisung zu prognostizieren.

Die Setzung von Preislimits bei der Erneuerbaren-Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber oder Dritte lehnt EFET grundsätzlich ab. Zum einen aus Gründen der Transparenz, zum anderen, weil negative Preise wichtige Signale in Hinblick auf die zukünftige Zusammensetzung des Kraftwerksparks liefern können. So geben sie Signale für einen möglichen Speicherbedarf zur Bewältigung von Erzeugungsüberschüssen und lenken den Ausbau von Kraftwerkskapazitäten in die entsprechende Richtung. Darüber hinaus setzen sie für Anlagen mit Erneuerbaren Energien in Direktvermarktung Signale für eine Verlagerung der Einspeisung bzw. – in bestimmten Zeiträumen – zur Abregelung der Einspeisung.

### Artikel 3: Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung

Der Markt wird seiner Aufgabe, eine effiziente Lösung für überschüssige Strommengen zu finden, umso besser gerecht werden, je mehr Informationen zu Menge und Preis zur Verfügung stehen. Eine Veröffentlichung der Ergebnisse im Nachhinein (zwei Tage ex-post) preislimitierter Gebote und der damit verkauften Mengen sollte um die Veröffentlichung der Ergebnisse der Intraday-Vermarktung sowie um die aggregierten Werte der über bilaterale Vereinbarungen vermarkteten Mengen unter Wahrung der Geschäftsgeheimnisse ergänzt werden.

Nach wie vor fordert EFET, dass Prognosen und erwartete Mengen im Vorfeld veröffentlicht werden, damit Marktteilnehmer rechtzeitig reagieren können. Die Unberechenbarkeit der EEG-Strommengen, die in den Intraday-Markt fließen, erschwert die Planung des konventionellen Kraftwerkeinsatzes.

Die **Veröffentlichung der erwarteten EEG-Mengen** muss vor **D-1-Börsenschluss** zum gleichen Zeitpunkt wie die Veröffentlichung der konventionellen Kraftwerksdaten erfolgen. Entsprechende Informationen über zu erwartende hohe Wind- und Solareinspeisung am Folgetag sind ein wesentlicher Anreiz für den flexibleren Einsatz konventioneller Kraftwerke. Im Rahmen der derzeitigen Veröffentlichungspraxis werden Erzeugungsanlagen ungleich behandelt, da konventionelle Kraftwerksbetreiber gesetzlich verpflichtet sind, die Verfügbarkeit Ihrer Anlagen mit mehr als 100 MW installierter Leistung ex-ante zu veröffentlichen. Diese von den Kraftbetreibern praktizierten Veröffentlichungen haben nachweislich nicht zu Spekulationen gegen die Erzeuger geführt.

Die erwarteten, **stündlich im Intraday-Markt** zu veräußernden **EEG-Mengen** sind **spätestens am Vortag um 18:00 Uhr zu veröffentlichen**. Eine solche Veröffentlichung fördert die Liquidität. Zum einen erlaubt sie kleineren Erzeugern ohne 24h-Schicht eine Teilnahme am Intraday-Markt. Zum anderen können Anlagen, die sich nicht am Netz befinden, in Erwartung entsprechender Intraday-Nachfrage bereits für einen möglichen Einsatz vorgewärmt werden. Zudem sollten die erwarteten EEG-Mengen bei Veränderungen zeitnah aktualisiert werden, so wie es auch ERGEG in seiner Stellungnahme empfiehlt.<sup>1</sup>

#### Über EFET Deutschland

EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V. – ist eine Tochter der European Federation of Energy Traders (EFET). EFET Deutschland vertritt die Interessen der auf dem deutschen Markt tätigen Energiehandelsunternehmen gegenüber Politik, Verbänden und Öffentlichkeit. Ziel der Verbandstätigkeit ist die Förderung des deutschen und internationalen Energiehandels.

Unsere Ziele sind:

- Entwicklung eines paneuropäischen Binnenmarktes für Energie und verwandte Produkte; dadurch Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft;
- Erleichterung des Handels durch europaweite Harmonisierung der Marktregeln und Standardisierung von OTC-Verträgen;
- Objektivität, Transparenz und Nicht-Diskriminierung;
- Beseitigung von Marktzutrittsbarrieren, insbesondere an den Landesgrenzen;
- Ungehinderter, diskriminierungsfreier Zugang zu den Versorgungsnetzen;
- Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit;
- Vermeidung des Missbrauchs marktbeherrschender Stellungen.

<sup>1</sup> ERGEG Draft Comitology Guidelines on Fundamental Electricity Data Transparency (E10-PC-55): “Information shall be published D-1 at the latest at 18h00. Update is required in case of changes.” (Ziffer 4.3.2.10)