

Renewables Letter - EEG-Novelle 2011

- Ausgabe Nr. 3 -

Das Marktprämienmodell im EEG 2012

"Das Prämienmodell stellt einen Paradigmenwechsel dar: Anlagenbetreiber erhalten einen Anreiz, sich vom passiven Beteiligten zum aktiven Marktakteur zu entwickeln."

(EEG-Erfahrungsbericht 2011, Ziff. 2.1.1)

In dieser Ausgabe des **"Renewables Letter"** werden wir die Funktionsweise der Marktprämie erläutern und eine erste Bewertung vornehmen, ob die Marktprämie tatsächlich den versprochenen Paradigmenwechsel herbeiführen kann. Damit knüpfen wir thematisch unmittelbar an die in Ausgabe Nr. 2 begonnene Darstellung der neuen Regelungen zur Direktvermarktung an.

I. Überblick

Ausgangspunkt für die Entwicklung des Marktprämienmodells zur Förderung der Direktvermarktung ist die Tatsache, dass das zentrale Hemmnis für die Marktintegration Erneuerbarer Energien darin zu sehen ist, dass der durchschnittliche Marktpreis niedriger liegt als die meisten EEG-Einspeisevergütungssätze. Das bisherige Fördersystem des EEG bietet daher dem einzelnen Anlagenbetreiber keine Anreize, seine Anlage nachfrage- bzw. marktorientiert zu betreiben – er bekommt die gesetzlich garantierte Vergütung unabhängig davon, ob für den von ihm erzeugten Strom eine entsprechende Nachfrage besteht.

Eine Förderung einer freien Vermarktung des mit erneuerbaren Energien erzeugten Stroms, in der sich der Anlagenbetreiber gerade an der Nachfragesituation und dem darauf basierenden Marktpreis ausrichtet, bedarf folglich eines Fördermodells, welches die Risiken des Marktes zumindest abschwächt und gleichzeitig wirtschaftliche Anreize dadurch setzt, dass im Ergebnis höhere Erlöse erzielt werden können als mit der gesetzlichen Vergütung. Nach der Vorstellung des Gesetzgebers soll genau dieses durch das Marktprämienmodell gewährleistet werden.

Inhalt:

- I. Überblick
- II. § 33g EEG 2012: Anspruchsgrundlage und -voraussetzungen
- III. Berechnung der Marktprämie
- IV. Veröffentlichungspflichten
- V. Wirtschaftliche Anreize des Marktprämienmodells
- VI. Fazit



Dieser Newsletter dient der allgemeinen Information und ersetzt nicht die Beratung im Einzelfall. Wenn Sie Fragen haben oder weitere Informationen wünschen, wenden Sie sich bitte an Ihren üblichen Ansprechpartner bei Clifford Chance oder an:

[Dr. Peter Rosin](#) +49 211 4355 5337

[Thomas Burmeister](#) +49 211 4355 5827

[Dr. Björn Heinlein](#) +49 211 4355 5543

[Kerstin Semmler](#) +49 211 4355 5330

[Dr. Guido Hermeier](#) +49 211 4355 5342

Die E-Mail-Adresse lautet:
Vorname.Nachname@cliffordchance.com

Die durch die Marktprämie geförderte Direktvermarktung soll neben dem vordringlichen **Anreiz zum marktorientierten Betrieb**, der auch den Zugang zu weiteren Märkten wie dem **Regelenergiemarkt** einschließt, nach den Hoffnungen des Gesetzgebers mit der daraus resultierenden bedarfsgerechten Einspeisung auch die **Systemintegration und Effizienzsteigerung** der Erneuerbaren Energien im Stromversorgungssystem erleichtern. Gleichzeitig erhofft sich der Gesetzgeber allgemein eine **Stärkung des Wettbewerbs** in den Strommärkten. Außerdem soll die Bedeutung des EEG-Wälzungsmechanismus reduziert sowie die Übernahme von Vermarktungsaufgaben durch die Übertragungsnetzbetreiber zurückgefahren werden.

Bei der konkreten Ausgestaltung hat sich der Gesetzgeber dabei weitestgehend der vorbereitenden Studie des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung bedient und eine "**optionale, technologiespezifische Marktprämie**" eingeführt. Mit der Einstufung als "optional" wird dabei zum Ausdruck gebracht, dass das Marktprämienmodell für den Anlagenbetreiber eine grundsätzlich freiwillige Alternative der Direktvermarktung darstellt. Technologiespezifisch ist die Marktprämie, weil für jeden Energieträger aufgrund der unterschiedlich hohen gesetzlichen Vergütungssätze auch die Marktprämie entsprechend unterschiedlich hoch ausfällt. Abgebildet wird dies in der Berechnung der Marktprämie über den sog. **energieträgerspezifischen Referenzmarktwert (RW)** anhand einer **ex-post Kalkulation**.

Nachfolgend werden wir zunächst die in § 33g EEG 2012 normierte **Anspruchsgrundlage (II.)** und sodann die konkrete **Berechnung der energieträgerspezifischen Marktprämie** umfassend erläutern (**III.**). Anschließend gilt es die ebenfalls neu geschaffenen **Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber** nach 3.1 der Anlage 4 zum EEG 2012 näher zu untersuchen sowie systematisch einzuordnen (**IV.**). Erst dann können die von dem Marktprämienmodell ausgehenden wirtschaftlichen Anreize erfasst (**V.**) und das Modell bewertet werden (**VI.**).

II. § 33g EEG 2012: Anspruchsgrundlage und -voraussetzungen

§ 33g Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 normiert die eigentliche **Anspruchsgrundlage** der Anlagenbetreiber/-innen auf die Marktprämie. Dieser besteht nach der Gesetzesbegründung – wie bei der eigentlichen EEG-Vergütung auch – gegen den "*Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist oder in dessen Netz der Strom nach § 8 Abs. 2 eingespeist wird*" (BT-Drs. 17/6071, S. 162). Weiterhin stellt Satz 2 klar, dass die Marktprämie, wie auch die feste Einspeisevergütung nach § 16 EEG 2012, nur für **tatsächlich eingespeisten Strom** zu gewähren ist.

Gemäß § 33g Abs. 3 EEG 2012 ist Anspruchsvoraussetzung zudem, dass die dort in Bezug genommenen neu eingeführten formalen Rahmenbedingungen der Direktvermarktung erfüllt werden. Dies betrifft insbesondere die in § 33c Abs. 2 EEG 2012 enthaltenen Vorgaben, nach denen unter anderem zwingend eine registrierende Leistungsmessung zu erfolgen hat. Hinsichtlich der Details sämtlicher allgemeinen Voraussetzungen der Direktvermarktung im EEG 2012 verweisen wir insoweit auf unsere Ausführungen in **Ausgabe Nr. 2** unserer "**Renewables Letter**".

Der Anlagenbetreiber hat gegenüber dem Netzbetreiber gemäß § 33g Abs. 2 S. 3 EEG 2012 einen Anspruch auf Zahlung eines monatlichen Abschlags auf die zu erwartenden Prämienzahlung. Die eigentliche Höhe der Marktprämie wird allerdings erst ex post ermittelt.

In diesem Zusammenhang ist unklar, welche Verrechnungsmöglichkeiten für den Netzbetreiber bestehen. Denn § 33g Abs. 4 EEG 2012 erstreckt das in § 22 EEG 2012 nach wie vor enthaltene Aufrechnungsverbot auch auf die Zahlung der Marktprämie, so dass eine Verrechnung nicht zulässig wäre. In § 35 Abs. 4 S. 4 EEG 2012 ist allerdings nun geregelt, dass das Aufrechnungsverbot auf Rückforderungsansprüche des Netzbetreibers gegen den Anlagenbetreiber wegen zu viel gezahlter Vergütung bzw. Prämien keine Anwendung findet. Stellt man diese Regelung systematisch zu der neu eingeführten Pflicht zur Zah-

lung von monatlichen Abschlägen in Zusammenhang, dürfte die Verrechnung im Rahmen der Abschläge zu viel gezahlter Vergütung und Prämien nunmehr wohl zulässig sein.

Schließlich gilt es in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass nach der Gesetzesbegründung **keine Umsatzsteuer** auf die tatsächlichen Prämienzahlungen anfällt, da diese kein steuerbares Entgelt i.S. des § 10 UStG seien (BT-Drs. 17/6071, S. 196).

III. Berechnung der Marktprämie

Die Berechnung der Marktprämie erfolgt auf Grundlage folgender, in Anlage 4 des EEG 2012 normierter Formel:

$$MP = EV - RW$$

(Marktprämie = Einspeisevergütung – Energieträgerspezifischer Referenzmarktwert)

Sollte sich auf Grundlage dieser Berechnung ein Wert kleiner Null ergeben, so bestimmt Nr. 1.2 Satz 2 der Anlage 4, dass in diesem Falle die Marktprämie abweichend mit den **Wert Null** festzulegen ist. Dies hat den systematischen Hintergrund, dass ein negatives Ergebnis nur dann entstehen kann, wenn der marktbasierende energieträgerspezifische Referenzwert höher ist als die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung. In diesem Fall bedarf es aufgrund der dann vollständig erreichten Marktintegration keiner zusätzlichen Anreize für eine Direktvermarktung.

1. Einspeisevergütung (EV)

Die **Berechnung der Einspeisevergütung (EV)** ergibt sich aus § 33h EEG 2012, der auf die Regelungen zur Bestimmung des regulären Vergütungssatzes nach dem EEG verweist. Ausgangspunkt der Ermittlung der Marktprämie ist also der jeweilige Vergütungssatz, den der Anlagenbetreiber erhalten würde, wenn er das reguläre Förder- und Vergütungssystem nach dem EEG wählen würde.

2. Energieträgerspezifischer Referenzmarktwert (RW)

Von dem gesetzlichen Vergütungssatz wird zur Ermittlung der Marktprämie der energieträgerspezifische Referenzmarktwert abgezogen.

Die Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwertes (RW) bewegt sich dabei in folgendem Spannungsverhältnis: Während ein im Ergebnis zu niedrig angesetzter Wert zu einer im Vergleich zur EEG-Vergütung zu hohen Marktprämie und damit ungewollten Überförderung führen würde, bedeutet ein zu hoch angesetzter Referenzwert, dass das Modell mangels auskömmlicher Ertragsmöglichkeiten praktisch nicht zur Anwendung käme.

Berechnet wird der energieträgerspezifische Referenzmarktwert (RW) **ex post** nach folgender Formel:

$$RW = MW - P_M$$

(Energieträgerspezifischer Referenzwert = Monatsmittelwert – Managementprämie)

Setzt man diese Berechnungsformel für den Wert RW in die eigentliche Berechnungsformel für die Höhe der Marktprämie ein, ergibt sich folgende Gesamtformel:

$$MP = EV - [MW - P_M]$$

a. Monatsmittelwert (MW)

Beim Monatsmittelwert handelt es sich entsprechend der Definition in 1.1 der Anlage 4 um das **"tatsächliche Monatsmittel des energieträgerspezifischen Marktwerts"**.

Für dessen Ermittlung differenziert das Gesetz zwischen den **steuerbaren erneuerbaren Energien**, bestehend aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie einerseits (2.1 der Anlage 4) und den sogenannten **fluktuierenden Energien** andererseits (2.2 – 2.4 der Anlage 4).

In Bezug auf die **"steuerbaren Energien"** wird für die Ermittlung des Monatsmittelwerts (MW) der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkon-

trakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig zugrunde gelegt und deshalb als MW_{EPEX} bezeichnet.

Bei dem dabei konkret in Bezug genommenen Wert handelt es sich um den so genannten "**Phelix Month Base**". Phelix steht für "Physical Electricity Index" und ist ein von der EPEX Spot für den Raum Deutschland und Österreich veröffentlichter Index für den am Spotmarkt gehandelten Strom. Dieser wird zunächst als Tageswert "Phelix Day Base" als dem ungewichteten Durchschnittspreis der Einzelstunden 1 bis 24 für den am Spotmarkt gehandelten Strom dargestellt. Der im Rahmen der Marktprämie im Bereich der steuerbaren erneuerbaren Energien in Bezug genommene Wert "Phelix Month Base" entspricht dem einfachen Durchschnitt (arithmetisches Mittel) aus allen "Phelix Day Base"-Stundenwerten für alle Tage des Monats.

Bei den **fluktuierenden erneuerbaren Energien** wird hingegen nicht unmittelbar auf den Monatsmittelwert am EPEX Spot abgestellt. Es erfolgt vielmehr eine Gewichtung des Monatsmittelwertes ($MW_{Fluktuierend}$) anhand des Einspeiseaufkommens des jeweiligen Energieträgers. Dabei wird bezüglich der Gewichtung zwischen den einzelnen Energieträgern nach *Wind Onshore* (2.2 der Anlage 4), *Wind Offshore* (2.3 der Anlage 4) und *Photovoltaik* (2.4 der Anlage 4) differenziert. Die Berechnung des zugrunde zu legenden Monatsmittelwerts erfolgt allerdings jeweils nach dem gleichen Mechanismus.

Nach 2.2.2. bzw. 2.3.3., 2.4.2. der Anlage 4 wird **für jede Stunde** eines Kalendermonats der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms *des jeweiligen Energieträgers multipliziert*. Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden *summiert* und die sich daraus ergebende Summe sodann durch die Menge des gesamten in dem Kalendermonat erzeugten Stroms aus dem jeweiligen Energieträger *dividiert*.

Im Ergebnis ergibt sich so ein **energieträgerspezifischer relativer Monatsmittelwert**, in dem ausgedrückt wird, wie sich das schwankende tatsächliche stündliche Einspeiseaufkommen des jeweiligen Energieträgers zu den Marktpreisschwankungen verhält.

Die Untersuchungen des Fraunhofer ISI ergaben, dass der relative Marktwert der Windenergie Onshore für die Jahre 2006 bis 2009 zwischen 87,8% und 94,5% des durchschnittlich erzielbaren Börsenpreises (Phelix Month Base) schwankte. Bei der Photovoltaik dagegen wurde für den gleichen Zeitraum ein Durchschnittswert von 123% ermittelt. Letzteres ergibt sich leicht nachvollziehbar daraus, dass die Erzeugung mit Photovoltaikanlagen und entsprechende Vermarktung des Stroms in den Tagesstunden erfolgt, in denen die Stromnachfrage und die korrelierenden Börsenpreise tendenziell höher sind.

Hinsichtlich der Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwertes bei Strom aus **Windenergie** ist als Besonderheit noch zu beachten, dass **bis zum 31. Dezember 2012 beim Energieträger Windenergie Onshore auch das Einspeiseaufkommen aus Offshore Windenergie mit zu berücksichtigen ist** (Ziff. 2.2.2.4 Anlage 4). Dementsprechend findet dieser Wert bis zum 31. Dezember 2012 auch für den Energieträger Windenergie-Offshore unmittelbare Anwendung (Ziff. 2.3.1). Erst ab dem **1. Januar 2013** wird folglich zwischen beiden Energieträgern differenziert, in dem dann nur noch jeweils das Einspeiseaufkommen aus Onshore oder Offshore Windenergie berücksichtigt wird.

b. Managementprämie (P_M)

Von dem Monatsmittelwert wird zur Ermittlung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwertes sodann die so genannte Managementprämie abgezogen. Wie dargestellt bedeutet der Abzug der Managementprämie (P_M) vom Monatsmittelwert systematisch, dass sich dadurch der von der Einspeisevergütung zur Ermittlung der Marktprämie abzuziehende Referenzmarktwert reduziert. Die Managementprämie geht dadurch also in die Höhe der Marktprämie ein.

$$MP = EV - [MW - P_M]$$

Die Managementprämie, als zweite Komponente zur Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzwertes, bildet diejenigen Kosten ab, die aus **Prognoseabweichungen** sowie aus der **Handelsteilnahme** selbst resultieren. So umfasst die Managementprämie nach der gesetzlichen Definition in 1.1 der Anlage 4 *"die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, für die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose"*.

Die Managementprämie ist in Anlage 4 sowohl für die steuerbaren erneuerbaren Energien als auch für die fluktuierenden erneuerbaren Energien für die Jahre 2012 - 2015 bereits festgelegt.

	P_M (Steuerbare) *	P_M (Fluktuierende)
2012	0,30 ct/kWh	1,20 ct/kWh
2013	0,275 ct/kWh	1,00 ct/kWh
2014	0,25 ct/kWh	0,85 ct/kWh
2015	0,225 ct/kWh	0,70 ct/kWh

(* Die Werte wurden in dieser Ausgabe korrigiert)

Zu beachten ist jedoch die **Verordnungsermächtigung** in § 64f Nr. 3 EEG 2012. Diese ermöglicht es, neben der Neufestsetzung der einzelnen Prämien, auch innerhalb eines Energieträgers zu differenzieren, um dadurch die Besonderheiten einzelner Segmente besser erfassen zu können.

Die verhältnismäßig niedrigeren Vergütungssätze bei P_M (Steuerbare) ergeben sich nach der Studie des Fraunhofer ISI daraus, dass die Gefahr von Prognoseabweichungen bei den steuerbaren erneuerbaren Energien wegen der weitgehend konstanten Rahmenbedingungen keiner besonderen Einpreisung bedurfte.

Anders sei dies aufgrund der deutlich größeren Prognoseschwierigkeiten dagegen bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Ermittlung des Wertes P_M (Fluktuierende) erfolgt dabei anhand einer *degressiven Berechnungsmethode*, da be-

reits zeitnah mit kostenreduzierenden *"Lerneffekten"* gerechnet werden könne.

IV. Veröffentlichungspflichten

Die Berechnung der Marktprämie erfolgt dabei **ex post**. Dies ergibt sich schon systematisch daraus, dass etwa schon der für die Berechnung der Marktprämie bei steuerbaren erneuerbaren Energien relevante Wert Phelix Month Base erst nach Ablauf des Monats ermittelt werden kann. Auch der gewichtete Monatsmittelwert bei fluktuierenden erneuerbaren Energien steht erst nachträglich fest.

Sowohl für den Anlagenbetreiber als auch den zur Auszahlung der Marktprämie verpflichteten aufnehmenden Netzbetreiber bedeutet dies, dass im Abrechnungsmonat die eigentlich erwirtschaftete Marktprämie noch gar nicht feststeht. Dementsprechend schreibt § 33g Abs. 2 S. 2 EEG 2012 vor, dass **monatliche Abschläge** *"in angemessenem Umfang"* zu zahlen sind.

Um für alle Beteiligten möglichst schnell Sicherheit über die Höhe der Marktprämie zu erhalten, sieht das EEG 2012 umfassende Regelungen zur zeitnahen Veröffentlichung der entsprechenden Berechnungen vor. Die einschlägigen Bestimmungen finden sich unter den Nr. 3.1 – 3.5 der Anlage 4.

Nach 3.1 müssen die Übertragungsnetzbetreiber *"jederzeit unverzüglich auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format die auf der Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellte **Online-Hochrechnung** der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie und aus solarer Strahlungsenergie in ihren Regelzonen in mindestens stündlicher Auflösung veröffentlichen"*. Diese Anforderung entspricht dem bisherigen § 2 Nr. 2 AusglMechAV, der infolgedessen aufgehoben wurde.

Nach Nr. 3.2 sollen außerdem alle Angaben, die für die Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerthes erforderlich sind, jeweils rückwirkend anhand der tatsächlichen Werte **bis zum zehnten Werktag** des Folgemonats veröf-

fentlicht werden. Sofern die Daten nicht rechtzeitig verfügbar sind, schreibt Nr. 3.5 vor, dass die Berechnungen unverzüglich, spätestens jedoch bis zum 31. Januar des Folgejahres nachzuholen sind. Ausweislich der Gesetzesbegründung ist dies erforderlich, um den Anlagenbetreibern eine Endabrechnung für das abgelaufene Geschäftsjahr zu ermöglichen (BT-Drs. 17/6071, S. 197).

Die Anlagenbetreiber haben ihrerseits gemäß § 33g Abs. S. 2 Halbsatz 2 EEG 2012 die Menge des über das Marktprämienmodell direkt vermarkteten Stroms den Netzbetreibern für jeden Monat bis zum zehnten Werktag des jeweiligen Folge-monats zu übermitteln.

V. Wirtschaftliche Anreize des Marktprämienmodells

Weder die gesetzlichen Regelungen selbst noch die dargestellte Vorgehensweise zur Ermittlung der Marktprämie verdeutlichen, welche wirtschaftlichen Anreize für den Anlagenbetreiber bestehen, in das Marktprämienmodell zu wechseln. Denn diese bestehen nur dann, wenn es ihm mit Hilfe des Marktprämienmodells gelingen kann, am Ende wirtschaftlich besser zu stehen, als wenn er sich für das gesetzliche Vergütungsmodell entscheidet.

Der entscheidende Ansatzpunkt stellt dabei das **Verhältnis der tatsächlich vom Anlagenbetreiber erzielten Erlöse in der Direktvermarktung zum bei der Berechnung der Marktprämie zugrunde gelegten Monatsmittelwert** dar.

Für die **steuerbaren erneuerbaren Energien** gilt dabei Folgendes: Dem Ansatz, für die steuerbaren erneuerbaren Energie bei der Ermittlung der Marktprämie für den Monatsmittelwert unmittelbar ohne weitere Gewichtung auf den in Form des "Phelix Month Base" ausgedrückten durchschnittlichen Strompreis am Sportmarkt abzustellen, liegt zunächst die Erwägung zugrunde, dass bei den steuerbaren erneuerbaren Energien die Einspeisung weitgehend konstanten Rahmenbedingungen unterliegt und nicht wie bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien von Umwelteinflüssen abhängt. Es bedarf folglich keiner Gewichtung dahingehend, ob die Einspeisung aufgrund der

Umwelteinflüsse zufällig eher in Zeiträume mit hohen oder mit niedrigen Strompreisen fällt, da sich diese Schwankungen aufgrund der konstanten Rahmenbedingungen gegenseitig ausgleichen.

Das Abstellen auf den unmittelbaren monatlichen Börsendurchschnittspreis führt dabei zu folgendem Ergebnis: Wenn eine steuerbare Erzeugungsanlage über den gesamten Monat mit einer gleichbleibenden Erzeugungsleistung gefahren wird und damit konstant in jeder Stunde eines Monats die gleiche Menge Strom in das Netz eingespeist und unmittelbar an der Börse zu dem jeweiligen Preis vermarktet wird, hätte der Anlagenbetreiber am Monatsende den als Phelix Month Base ausgedrückten Wert als Durchschnittspreis für seinen Strom erzielt. Denn die Marktpreisschwankungen, die der Anlagenbetreiber aufgrund seiner konstanten Einspeisung "mitgenommen" hätte, hätten sich gegenseitig auf dem Wert des Phelix Month Base ausgeglichen. Unter der Annahme, dass die Managementprämie eins zu eins die durch die Direktvermarktung zusätzlich entstehenden Kosten ausgleicht, stünde der Anlagenbetreiber am Ende eines Monats daher wirtschaftlich genau so, als wenn er die gesetzliche Einspeisevergütung gewählt hätte. Denn die Marktprämie gleicht systematisch gerade die Differenz zwischen dem monatlichen Durchschnittsbörsenpreis und der gesetzlichen Einspeisevergütung aus.

Für den Anlagenbetreiber ergibt sich daraus die Möglichkeit, im Ergebnis wirtschaftlich besser zu stehen als bei der Wahl der gesetzlichen Vergütung, wenn es ihm gelingt, im monatlichen Durchschnitt einen höheren Erlös zu erzielen als der im Phelix Base Month ausgedrückte monatliche Durchschnittspreis. Dies gelingt dem Anlagenbetreiber dadurch, dass er anstatt die Einspeiseleistung konstant zu halten, in Tiefpreisen weniger und in Hochpreisen mehr erzeugt und vermarktet. Mit anderen Worten: Der Anlagenbetreiber muss seine Erzeugungsleistung und Vermarktung an der Nachfragesituation und den sich daraus ergebenden Preisen an der Börse orientieren.

Diese Steuerung durch den Anlagenbetreiber ist bei **fluktuierenden erneuerbaren Energie** naturgemäß schwieriger, da es z.B. bei der Windenergie maßgeblich darauf ankommt, dass in den Hochpreisphasen auch der entsprechende Wind weht. Da dieses allein vom Zufall abhängt, wird beim Monatsmittelwert die dargestellte Gewichtung des Börsenpreises in Abhängigkeit von der jeweiligen Einspeiseleistung des fluktuierenden Energieträgers vorgenommen.

Fraglich ist aber hier, ob diese erst ex post von den Übertragungsnetzbetreibern zu veröffentlichenden Werte von den Anlagenbetreibern derart prognostiziert werden können, dass eine marktorientierte Steuerung der Anlage möglich wird. Um den Anlagenbetreibern Anhaltspunkte für diese Prognose zu geben, müssen die Übertragungsnetzbetreiber wie dargestellt gemäß Ziff. 3.1 der Anlage zum EEG 2012 die auf der Grundlage von gemessenen Referenzanlagen erstellte Online-Hochrechnung der Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie in mindestens stündlicher Auflösung veröffentlichen. Denn darauf basierend können die Anlagenbetreiber sodann eine Prognose des gewichteten Marktpreises erstellen. Da diese Prognose jedenfalls in der Startphase noch erheblichen Prognoseungenauigkeiten ausgesetzt ist, wurde die Managementprämie in der Startphase für die fluktuierenden erneuerbaren Energien entsprechend hoch angesetzt, um das aus der Prognoseabweichung resultierende wirtschaftliche Risiko aufzufangen.

VI. Fazit

Ob die Marktprämie im Ergebnis jedoch den versprochenen "Paradigmenwechsel" darstellt, wird erst die Praxis erweisen.

Die marktorientierte Steuerung der Erzeugungsleistung setzt zunächst voraus, dass die Anlagen auch technisch auf eine entsprechend flexible Fahrweise ausgerichtet werden. Ob die vom Marktprämienmodell ausgehenden wirtschaftlichen Anreize ausreichen, um entsprechende Investitionsentscheidungen zu treffen, ist zumindest fraglich. Auch der Gesetzgeber selbst hat offen-

sichtlich entsprechende Zweifel. Dies zeigt die in § 33i EEG 2012 enthaltene Flexibilitätsprämie, die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas zusätzlich zur Marktprämie in Anspruch nehmen können, wenn sie zusätzlich zu der bereits installierten Erzeugungsleistung weitere Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitstellen. Die Flexibilitätsprämie soll dadurch sicherstellen, dass diejenigen Investitionen vorgenommen werden, die für eine Umrüstung der vorhandenen Anlagen auf eine marktorientierte Steuerung der Erzeugungsleistung notwendig sind. Daraus könnte man schließen, dass das Marktprämienmodell zwar systematisch eine Neuerung darstellt, der Gesetzgeber aufgrund der erforderlichen Investitionen aber wohl selbst an den wirtschaftlichen Anreizen des Modells zweifelt.

Absehbar dürfte sein, dass die Marktprämie wohl eher nur für größere, aktiv bewirtschaftete Erzeugungseinheiten ein interessantes Modell darstellt. Denn in jedem Fall erfordert die Marktprämie ein aktives Managen der Erzeugung und Vermarktung, sollen die im System angelegten Chancen ausgenutzt werden. Auch wenn hier mit einem verstärkten Auftreten von Dienstleistern zu rechnen ist, dürften entsprechende Modelle für kleinere Anlagen vermutlich nicht in Betracht kommen.

Kaum absehbar ist auch, inwieweit fluktuierende erneuerbare Energien aufgrund des Prognoseaufwands und der Prognoserisiken für das Marktprämienmodell in Betracht kommen. Insbesondere wird es hier auch auf die Genauigkeit und Geschwindigkeit der zur Verfügung stehenden Daten sowie die Entwicklung der diesbezüglichen Softwarelösungen ankommen.

Nicht ganz außer Acht gelassen werden dürfen auch die sich aus dem Marktprämienmodell ergebenden wirtschaftlichen Risiken. Denn bei gegenüber dem (gewichteten) Monatsmittelwert unterdurchschnittlichen Vermarktungserlösen steht der Anlagenbetreiber am Ende wirtschaftlich schlechter dar, als wenn er sich für das gesetzliche Vergütungsmodell entschieden hätte. Insoweit dürfte also tatsächlich jeder Anlagenbetreiber, der sich

bewusst für dieses Modell entscheidet, zum Marktakteuer werden.

Ob dadurch das System des Wälzungsmechanismus entlastet wird, ist aber ebenfalls fraglich. Die Kosten der Marktprämie werden ebenso in den Wälzungsmechanismus eingestellt wie die normale EEG-Vergütung auch. Jedenfalls in organisatorischer Hinsicht dürfte sich hier kaum ein Vorteil ergeben. Lediglich die Menge des von den Übertragungsnetzbetreibern zu vermarkteten Stromes würde sich verringern. Im Gegenzug werden die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber im Bereich der Veröffentlichungspflichten hingegen wie dargestellt noch einmal ausgeweitet.

Für den aufnehmenden Netzbetreiber dürfte der Abrechnungsaufwand sogar steigen, da er für jede einzelne Anlage nicht nur den individuellen Vergütungssatz, sondern abhängig von dem Energieträger auch den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert in seiner Abrechnung berücksichtigen muss. Auch die Bemessung der monatlichen Abschläge auf die zu erwartende Marktprämie dürfte für den Netzbetreiber eine Heraus-

forderung darstellen. Zwar kennt er aufgrund der verpflichtenden registrierenden Leistungsmessung die eingespeiste Strommenge, die Höhe der Marktprämie ist jedoch auch durch ihn insoweit zu prognostizieren.

Im Ergebnis stellt das Marktprämienmodell eine wesentliche systematische Ergänzung der Förderstruktur des EEG dar. Der generelle Erfolg dieses Modells ist aber nicht garantiert. Jedenfalls hinsichtlich einzelner vom Gesetzgeber mit dem Modell verbundenen Hoffnungen müssen Zweifel bestehen. Auch die Grundlagenstudie des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung formuliert insoweit die Erwartungen bewusst vage, wenn es dort heißt, dass bei den zu erwartenden Vorteilen *"nicht alle Komponenten quantifizierbar sind"* (S. 16).

Abschließend möchten wir Sie bereits jetzt darauf hinweisen, dass wir Sie in der nächsten Ausgabe unserer **"Renewables Letters"** über die aktuellen Änderungen beim **Grünstromprivileg** informieren werden.

* * * * *

Die Studie des Fraunhofer ISI: *Sensfuß/Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Feb. 2011, ist unter folgendem Link abrufbar:

<http://isi.fraunhofer.de/isi-de/publ/download/2010/isi11p17/Foerdersystem-Vermarktung-von-erneuerbarer-Stromerzeugung.pdf>

Der Entwurf des EEG Erfahrungsbericht 2011 vom 03.05.2011 ist unter folgendem Link abrufbar:

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf

Dieser Newsletter dient der allgemeinen Information und ersetzt nicht die Beratung im Einzelfall.

Weitere Informationen zur Clifford Chance Partnerschafts gesellschaft – u.a. auch im Hinblick auf die erforderlichen Angaben gem. §§ 2,3 DL-InfoV – finden Sie unter:

www.cliffordchance.com

Abu Dhabi ■ Amsterdam ■ Bangkok ■ Barcelona ■ Beijing ■ Brussels ■ Bucharest ■ Dubai ■ Düsseldorf ■ Frankfurt ■ Hong Kong ■ Istanbul ■ Kyiv ■ London ■ Luxembourg ■ Madrid ■ Milan ■ Moscow ■ Munich ■ New York ■ Paris ■ Prague ■ Riyadh* ■ Rome ■ São Paulo ■ Shanghai ■ Singapore ■ Tokyo ■ Warsaw ■ Washington,