

Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen

Kurzstudie im Auftrag des
Bundesverbands Erneuerbare Energien e.V.

Berlin, 19. Juli 2013

Version 1.5

Inhalt

1.	ZIELSETZUNG DER VERPFLICHTENDEN DIREKTVERMARKTUNG	1
2.	ENTWICKLUNG DER AKTEURSVIELFALT	3
3.	WIRKUNG DER VERPFLICHTENDEN DIREKTVERMARKTUNG.....	4
3.1.	Wirkung auf die EEG-Anlagenbetreiber	4
3.2.	Wirkung auf die Vermarkter.....	5
3.3.	Wirkung auf die Übertragungsnetzbetreiber	6
3.4.	Wirkung auf den Strompreis und die EEG-Umlage.....	6
3.5.	Wirkung auf das technische Systemdesign	7
3.6.	Marktintegrationswirkung.....	7
4.	ZUSAMMENFASSUNG, FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG	9
5.	QUELLENVERZEICHNIS.....	11

1. Zielsetzung der verpflichtenden Direktvermarktung

Die Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien mit Hilfe des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) ist für das Jahr 2013 um 47 % gegenüber dem Vorjahr auf 5,277 ct/kWh gestiegen. Bundesumweltminister Altmaier fürchtet einen weiteren Anstieg, sollte es keine Änderungen im EEG geben¹. Für das Jahr 2014 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber eine mögliche Bandbreite der EEG-Umlage von 4,89 bis 5,74 ct/kWh.² Eine aktuelle Prognose schätzt die EEG-Umlage nach eigenen Angaben unter konservativen Rahmenannahmen auf knapp 6,1 ct/kWh für das nächste Jahr.³

Auf Basis des Vorschlags der Strompreisbremse von Bundesumweltminister Altmaier wurden vom BMU in Zusammenarbeit mit BMWi Maßnahmen zusammengestellt, die die Erhöhung der EEG-Umlage für das nächste Jahr begrenzen bzw. die Höhe konstant halten sollen.

Ein Vorschlag ist die verpflichtende Direktvermarktung, die für Neuanlagen in Kraft treten soll. Alle Neuanlagen würden gemäß dem Vorschlag ihren Strom direkt vermarkten müssen, wenn die Leistung der Anlage größer als 150 kW ist. Kleinere Anlagen könnten stattdessen auch die feste Einspeisevergütung wählen. Alle anderen Anlagen werden voraussichtlich aus wirtschaftlichen Erwägungen bevorzugt das Marktprämienmodell als Form der Direktvermarktung nutzen, jedoch ohne Zugriff auf die Managementprämie zu haben, die für Neuanlagen abgeschafft wird.

Ziel dieser Kurzstudie ist, die Auswirkungen einer verpflichtenden Direktvermarktung aufzuzeigen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die verpflichtende Direktvermarktung flankiert wird mit einer gleitenden Marktprämie wie im jetzigen Marktprämienmodell (§ 33b Nummer 1 EEG), allerdings ohne Managementprämie.

Nach dem derzeitigen EEG stehen Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien drei Möglichkeiten der Direktvermarktung zur Verfügung:

- Marktprämienmodell (§ 33g EEG),
- Grünstromprivileg (§ 39 Absatz 1 EEG), sowie
- Sonstige Direktvermarktung (ohne Förderungen aus dem EEG).

Für den Großteil der Anlagen ist das Marktprämienmodell die attraktivste Form der Direktvermarktung. Durch die Direktvermarktung, müssen die Anlagenbetreiber die Erzeugung prognostizieren, Fahrpläne erstellen und für Abweichungen gegenüber dem Fahrplan entsprechend Strom handeln oder Ausgleichsenergie nutzen.⁴

Anlagen, die in der Direktvermarktung sind, haben Anreize, auf Strompreise zu reagieren und ihre Stromerzeugung zu verringern, sollten die Preise stark negativ werden. Sofern An-

¹ [BMU, BMWI 2013]

² [EEG / KWKG 2013-2]

³ [HALLER 2013]

⁴ [BMU, BMWI 2013]

lagenbetreiber oder Vermarkter die technische Möglichkeit haben, können sie die Anlagen entsprechend steuern oder abschalten. Auf die daraus resultierenden Effekte wird in Kapitel 3.4 weiter eingegangen. Der notwendige Zusatzbedarf an abregelbaren EEG-Anlagen zur Vermeidung solcher extrem negativer Preise konnte im gegebenen Rahmen dieser Studie nicht abgeschätzt werden.

Bisher werden Anlagen jedoch vor allem im Rahmen des Einspeisemanagements zur Netzentlastung geregelt oder abgeschaltet. Auf potentielle zusätzliche Kosteneinsparungen beim Einspeisemanagement, die durch Abschaltungen von EEG-Anlagen aufgrund stark negativer Börsenpreise erreicht werden, wird im Rahmen dieser Studie nicht eingegangen, da sie die Netzentgelte und nicht die EEG-Umlage reduzieren.

2. Entwicklung der Akteursvielfalt

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber befinden sich mehr als 40 % der EEG-Anlagen in der Direktvermarktung des Marktprämienmodells.⁵ Die Direktvermarktung wird dabei in vielen Fällen nicht durch den Anlagenbetreiber selbst durchgeführt, sondern durch einen Dienstleister. Der Dienstleister verfügt über Zugänge zu Handelsplattformen wie der Strombörse EPEX Spot und kann so den Strom aus EEG-Anlagen direkt am Markt veräußern.

Wenn nun alle Neuanlagen die größer als 150 kW sind in die Direktvermarktung wechseln müssen, kann dies grundsätzlich auf verschiedenen Wegen geschehen. Der Anlagenbetreiber kann selbst die Vermarktung übernehmen, er übergibt seine gesamte Stromproduktion einem etablierten Dienstleister oder es finden sich neue Dienstleister, welche die Vermarktung übernehmen.

Die für Neuanlagen wahrscheinlichste Variante ist die zweitgenannte Variante, nämlich dass die bestehenden Vermarkter zu ihren bisherigen Anlagen neue Anlagen unter Vertrag hinzunehmen. Der Aufbau einer Direktvermarktung für eine Einzelanlage ist in den allermeisten Fällen nicht wirtschaftlich, denn mit der Größe des Portfolios erhöhen sich auch die Kostendegressionseffekte und die Vermarktung der einzelnen erzeugten Kilowattstunde Strom wird günstiger. Darüber hinaus sind die für die Vermarktung notwendigen Einspeiseprosen umso genauer, je diversifizierter das Anlagenportfolio ist. Mit zunehmender, nicht zuletzt auch örtlicher Differenzierung, gleichen sich die Prognosefehler für einzelne Anlagen oder Anlagengruppen z. B. durch die Reduzierung von Wettereinflüssen aus. Der Vermarkter kann dann einen genaueren Fahrplans melden und vermeidet auf diese Weise Kosten für Ausgleichsenergie. Die Entstehung neuer Dienstleister benötigt Zeit, bis diese die Direktvermarktung aufgebaut haben und durchführen können. Zudem stehen neue Vermarkter im Wettbewerb mit bereits etablierten Vermarktungsdienstleistern, die dann schon mit ihrem größeren Portfolio Kostendegressions- und Lerneffekte für ein günstigeres Dienstleistungsentgelt nutzen können.

Unter den über 70 Unternehmen, die Strom im Marktprämienmodell vermarkten, bieten ca. 20 Unternehmen die Vermarktung von fremden Anlagen in relevanten Größenordnungen als Dienstleistung an. Allerdings konzentriert sich ein großer Teil von über 50 % der im Rahmen der Marktprämie direktvermarkteten Strommengen auf nur sechs Direktvermarkter.⁶ Bereits in der relativ kurzen Zeit nach Einführung des Marktprämienmodells im Januar 2012 zeichnet sich – zumindest für einen großen Anteil der Direktvermarktungsmenge – ein Oligopol unter den Direktvermarktern ab. Aufgrund der Portfolio- und Kostendegressionseffekte wird eine weitere Oligopolisierung, d. h. eine Konzentrierung auf wenige Unternehmen im Markt für Direktvermarktungsdienstleistungen erwartet, sowohl unter dem bestehenden Förderrahmen des Marktprämienmodells, als auch bei der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung.

⁵ [BMU, BMWI 2013]

⁶ Vgl. [KLOBASA 2013]

3. Wirkung der verpflichtenden Direktvermarktung

Im folgenden Kapitel wird die Wirkung der verpflichtenden Direktvermarktung auf die unterschiedlichen Akteure am Markt sowie den Strompreis und die EEG-Umlage betrachtet.

Als betroffene Akteure werden die EEG-Anlagenbetreiber, die Vermarkter und die Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden auch ÜNB) identifiziert.

3.1. Wirkung auf die EEG-Anlagenbetreiber

Primär wirkt sich die verpflichtende Direktvermarktung für EEG-Anlagenbetreiber als indirekte Kürzung der Vergütungssätze aus. Ein Großteil der EEG-Anlagenbetreiber betreibt nur einzelne oder wenige Anlagen. Aufgrund der relativ geringen Anzahl von Erzeugungsanlagen im Portfolio einzelner Anlagenbetreiber ist davon auszugehen, dass eine eigenständige Vermarktung im Rahmen des Marktprämienmodells oder andere Vermarktungsoptionen aufgrund der damit verbundenen notwendigen Infrastruktur und Kosten sowie des Prognoserisikos für die meisten Anlagenbetreiber nicht wirtschaftlich möglich ist.

Die EEG-Anlagenbetreiber sind somit auf die Inanspruchnahme professioneller Vermarkter angewiesen. Durch die zusätzliche Abschaffung der Managementprämie reduziert sich jedoch aufgrund des Vermarktungsrisikos der finanzielle Spielraum für den Vermarkter (hierauf wird in Kapitel 3.2 detaillierter eingegangen). Es ist davon auszugehen, dass die Vermarkter den EEG-Anlagenbetreibern daher nur einen um einen Abschlag reduzierten Teil des energieträgerspezifischen Marktwertes auszahlen werden. Die EEG-Anlagenbetreiber erhalten daher in Zukunft nur eine um diesen Betrag reduzierte Vergütung. Eine größere Marktnähe oder nachfrageorientierter Betrieb der EEG-Anlagen durch die Betreiber ist nicht zu erwarten (vgl. Kapitel 3.6).

Zusätzlich ist zu erwarten, dass die Finanzierbarkeit neuer Anlagen durch das von den Banken höher bewertete Risiko erschwert wird. Die höhere Risikobewertung gegenüber der EEG-Vergütung erfolgt vor allem aufgrund der fehlenden langfristigen Investitionssicherheit beim Modell der Direktvermarktung. Um hier eine Gleichwertigkeit mit der bisherigen EEG-Vergütung zu erreichen ist eine verbindliche Festlegung der neuen Regelung der Vergütungszahlungen (Marktwert und gleitende Marktprämie) im Sinne der Investitionssicherheit auf 20 Jahre unabdingbar. Zusätzlich wird die Risikobewertung aufgrund möglicher Zahlungsausfälle der Vermarkter an die Anlagenbetreiber sowie der Änderung der Angebote der Vermarkter (vgl. Kapitel 3.2) erhöht. Dies kann voraussichtlich durch marktübliche Sicherheiten wie Bankbürgschaften zum Teil relativiert werden, ist jedoch gegenüber der von den Übertragungsnetzbetreibern garantiert zu zahlenden EEG-Vergütung schlechter zu bewerten und erschwert aufgrund der Kosten den Marktzugang für kleinere Marktteilnehmer. Dieser Nachteil könnte durch eine Zahlungsgarantie für den Marktwert z. B. durch die Übertragungsnetzbetreiber im Falle eines Zahlungsausfalls des Vermarkters relativiert werden. Die Ausarbeitung eines entsprechenden Konzeptes mit den Übertragungsnetzbetreibern wird jedoch voraussichtlich einige Zeit in Anspruch nehmen.

3.2. Wirkung auf die Vermarkter

Für die Vermarkter bietet die geplante verpflichtende Direktvermarktung sowohl Herausforderungen, als auch Chancen.

Durch die Verpflichtung zur Direktvermarktung für Neuanlagen würde sich zunächst der Anteil der EEG-Anlagen in der Direktvermarktung schrittweise weiter erhöhen. Durch den Zubau werden sich die Anlagenportfolios der Energiehändler und Direktvermarkter vergrößern lassen. Wie Abbildung 1 deutlich zeigt, wird zurzeit jedoch erst ab einer Anlagengröße von 300 bis 600 kW ein relevanter Anteil der EEG-Anlagen im Marktprämienmodell vermarktet. Es ist darüber hinaus deutlich zu erkennen, dass Vermarkter bisher vor allem EEG-Anlagen mit Leistungen größer 1.200 kW bevorzugen.

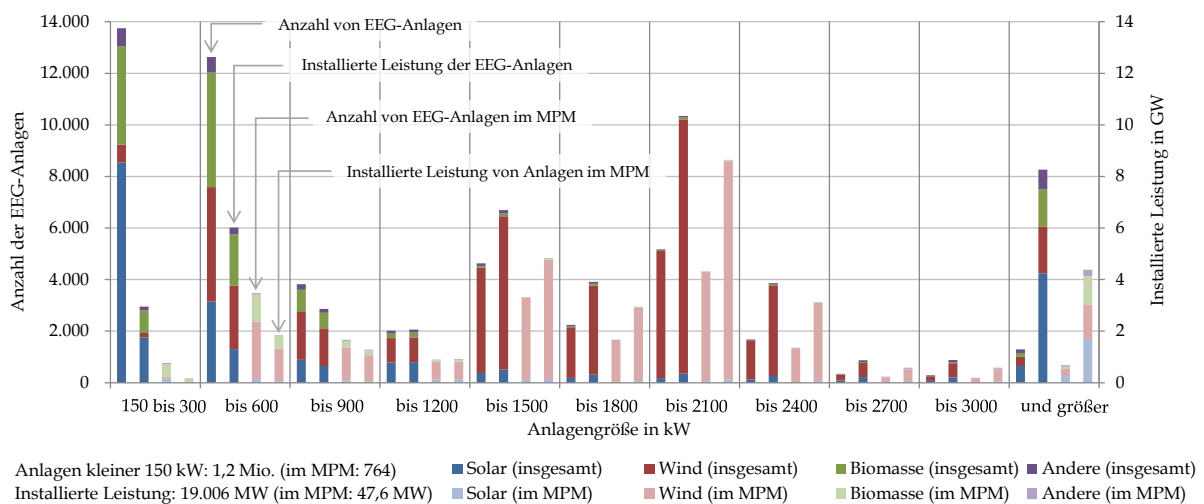


Abbildung 1: Anzahl und Größe der EEG-Anlagen insgesamt und im Marktprämienmodell (MPM) nach installierter Leistung⁷

Die Vermarktung eines deutlich kleinteiligeren Anlagenportfolios stellt die Vermarkter vor neue Herausforderungen. Insbesondere der deutlich größere Aufwand für Vertrieb, Prognose, Bürgschaften, Abrechnung und Verwaltung eines kleinteiligeren Portfolios wird voraussichtlich zu deutlich höheren Kosten führen.

Im Weiteren steigt für die Vermarkter durch den Wegfall der Managementprämie das Verlustrisiko bei der freien Vermarktung an der Börse. Es ist zu erwarten, dass sie dieses Risiko zumindest teilweise an die Anlagenbetreiber weitergeben, indem sie nicht wie bisher die Zahlung des energieträgerspezifischen Marktwerts garantieren, sondern den Anlagenbetreiber an den realen Verlusten oder Gewinnen beteiligen oder eine um einen Risikoabschlag reduzierte Vergütung zahlen. Dies wird sich voraussichtlich als weiteres Investitionshemmnis erweisen.

⁷ Daten: [EEG / KWK-G 2013], [AMPRION 2013], [50Hertz 2013], [TransnetBW 2013], [TenneT 2013], eigene Darstellung

Darüber hinaus ist zu befürchten, dass es neuen Vermarktern durch ein begrenztes Finanzierungsvolumen nicht möglich sein wird, Bankbürgschaften in der notwendigen Menge und Höhe an die EEG-Anlagenbetreiber auszustellen und so die Finanzierbarkeit der Anlagen zu ermöglichen. Dies kann zu einer Begrenzung der Marktteilnehmer sowie einer Reduzierung des Zubaus durch fehlende Finanzierungen führen.

Aufgrund der in Kapitel 2 beschriebenen Faktoren ist außerdem eine weitere, relevante Zunahme der Anzahl der Marktteilnehmer durch Anlagenerrichter und -betreiber als Vermarkter nicht wahrscheinlich. Es ist jedoch möglich, dass es vermehrt zu Zusammenschlüssen und Kooperationen zwischen Anlagenerrichtern/-betreibern und Vermarktern kommen wird.

3.3. Wirkung auf die Übertragungsnetzbetreiber

Für die Übertragungsnetzbetreiber werden sich die zu handelnden Strommengen aus EEG-Anlagen nicht weiter erhöhen und voraussichtlich sogar verringern. Die größten Kosten bei der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien entstehen den Übertragungsnetzbetreibern durch das Prognoserisiko bei der Windkraft und die daraus resultierenden Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie. Da bereits heute 80 % des in Windkraftanlagen produzierten Stroms über die Direktvermarktung im Marktprämienmodell vermarktet wird, ist nicht zu erwarten, dass sich durch die geplanten Maßnahmen die Kosten für die Vermarktung der Strommengen aus EEG-Anlagen für die Übertragungsnetzbetreiber deutlich reduziert. Es ist im Gegenteil eher zu erwarten, dass sich die Prognosegenauigkeit bei kleiner werdendem Vermarktungsportfolio verringert und somit die Kosten für Ausgleichsenergie steigen. Generell führen Portfolioeffekte mit zunehmender Portfoliogröße und Portfoliodiversifizierung zu einer höheren Prognosegüte. Diesem Effekt der abnehmenden Prognosegüte werden die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der Bonusregelung in § 7 Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) entgegenzuwirken bestrebt sein. Eine wissenschaftlich wünschenswerte getrennte Bewertung des Portfolioeffekts wird daher nicht möglich sein.

3.4. Wirkung auf den Strompreis und die EEG-Umlage

Auswirkungen auf den Strompreis entstehen nur, wenn aufgrund negativer Strompreise Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden und dadurch die negativen Preise wieder steigen. Um diesen Effekt zu erreichen müssen die negativen Preise im Betrag jedoch mindestens der EEG-Vergütung bzw. gleitenden Marktprämie entsprechen (August 2013: Wind 8 ct/kWh. Die PV-Vergütung ist aufgrund des atmenden Deckels heute noch unbekannt, wird aber über 8 ct/kWh liegen, so dass sie hier nicht berücksichtigt wird).

Gelingt es, die Strompreise im Großhandel durch diese Maßnahmen wieder zu erhöhen, so führt dies zu sinkenden Differenzkosten in der Vermarktung aller anderen EEG-Anlagen und daher zu einer Reduzierung der EEG-Umlage. Der hierfür notwendige Zusatzbedarf an abregelbaren EEG-Anlagen konnte im gegebenen Rahmen dieser Studie nicht abgeschätzt

werden. Es ist jedoch fraglich, wie ausgeprägt dieser Mechanismus monetär zu bewerten ist, da in 2012 und dem ersten Quartal 2013 lediglich in 17 Stunden negative Preise unter -8 ct/kWh aufgetreten sind.

Mögliche Änderungen in den Vermarktungskosten durch die Verlagerung des Handels von den Übertragungsnetzbetreibern zu den Vermarktern werden voraussichtlich keine Auswirkungen auf die Strompreise haben, sondern werden gegebenenfalls als Mehrwert von den Marktteilnehmern abgeschöpft.

Die Wirkung der geplanten verpflichtenden Direktvermarktung auf die EEG-Umlage ist daher eher als gering zu bewerten. Große Kostenersparnisse für die EEG-Umlage sind durch die geplante Maßnahme nicht zu erwarten, da die Umlagekosten durch die gleitende Marktpremie trotz der beschriebenen Effekte voraussichtlich nahezu konstant bleiben. Es findet lediglich eine Verschiebung von Vergütungsanteilen vom EEG-Anlagenbetreiber zum Vermarkter statt (vgl. detaillierte Erläuterung Kapitel 3.2)

3.5. Wirkung auf das technische Systemdesign

Ein Einfluss der Direktvermarktung auf ein marktgerechteres, technisches Anlagendesign bei PV- und Windkraftanlagen wird von den Marktteilnehmern unterschiedlich bewertet und konträr diskutiert. Eine Bewertung, inwieweit der kostengetriebene Trend zu optimierten Verhältnissen der Rotor-Generator-Leistung bei Windkraftanlagen mit Schwachwindturbinen⁸ und einem vermehrter Bau von PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung durch potentielle zusätzliche Effekte bei der Direktvermarktung verstärkt werden kann übersteigt den Rahmen dieser Studie.

3.6. Marktintegrationswirkung

Eine wünschenswerte und diskutierte Wirkung der verpflichtenden Direktvermarktung ist die bessere Marktintegration der EEG-Anlagen. Eine größere Marktintegration wird durch die verpflichtende Direktvermarktung zunächst nicht erreicht, sondern „nur“ eine teilweise „Handels“-Integration. Denn die Vermarktungswege – zumindest größerer Portfolios – unterscheiden sich nicht von den Vermarktungswegen der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Stromvermarktung.⁹ Die Strommengen werden von den Direktvermarktern überwiegend an der EPEX Spot in Paris gehandelt, genau dort, wo die EEG-Strommengen bereits jetzt durch die Übertragungsnetzbetreiber platziert werden.

Bei der Vermarktung durch die Direktvermarkter gibt es allerdings zwei wesentliche Unterschiede im Vergleich zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Der erste Unterschied besteht in den Prognosen der Einspeisemengen, die zur Anmeldung der Fahrpläne benötigt werden. Je schlechter die Prognose ist, desto höher sind in der Regel die Ausgleichsenergiekosten, die der Vermarkter bezahlen muss. Bei der Einführung der Marktpremien wurde als Vorteil dieses Direktvermarktungsmodells häufig die bessere Prognosegüte der

⁸ [e.21 2.13]

⁹ Vgl. [KLOBASA 2013]

Direktvermarkter im Vergleich zu den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund ihrer besseren Anlagenkenntnis angeführt. Bis jetzt kommt dieser Vorteil nicht zum Tragen, da allein die Prognosegüte der Vermarkter „mit größeren Portfolios bereits in einer nahezu vergleichbaren Größenordnung, wie sie auch die Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit erreicht haben“¹⁰ liegt. Das heißt im Umkehrschluss, die größere Zahl der Direktvermarkter mit kleineren Portfolios bleibt mit ihrer Prognosegüte deutlich hinter der Prognosegüte der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

Der zweite wesentliche Unterschied schlägt sich im Gebotsverhalten der Direktvermarkter an der Börse nieder und besteht in der Abschaltung der Anlagen aufgrund extrem negativer Preise und nicht, wie bei den Netzbetreibern, aufgrund der Netzstabilität. Hier besteht der vermeintliche Erfolg der Marktintegration darin, dass Strom aus erneuerbaren Energien, der im Falle von Wind und PV zu Grenzkosten nahe Null produziert werden könnte, gar nicht erst erzeugt wird. Dies ist nicht nur volkswirtschaftlich fragwürdig, sondern widerspricht auch der Idee der Vorrangigkeit erneuerbarer Energien, solange gleichzeitig noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind, deren kurzfristige Abschaltgrenzkosten oberhalb der negativen Preise liegen.

Es ist jedoch möglich, EEG-Anlagen in der Marktprämie stärker in den Markt zu integrieren. Ein Beispiel hierfür ist die flexiblere und marktpreisgesteuerte Fahrweise von Biogas- oder Biomethan-Anlagen – mit zusätzlicher Förderung durch die Flexibilitätsprämie. Ein weiteres Beispiel ist die bereits jetzt umgesetzte Teilnahme von Biomasse-Anlagen am Regenergiemarkt.¹¹ Über die reine Stromproduktion hinaus können EEG-Anlagen in der Direktvermarktung auch Systemdienstleistungen erbringen und für den Vermarkter zusätzliche Erlöse generieren. Allerdings fehlen derzeit für Wind und PV entsprechende Zugangsmöglichkeiten durch die aktuellen Anforderungen an die Präqualifizierung zum Regenergiemarkt.

Eine weitergehende Marktintegration von EEG-Strom kann durch das Beschreiten anderer Vermarktungswege, als über den börslichen Spotmarkt erreicht werden. So wäre eine langfristigere Vermarktung an den Terminmärkten oder eine direkte Verknüpfung und damit verbunden ein aufeinander Reagieren der EEG-Stromerzeugung mit dem Verbrauch durch die Belieferung von Endkunden denkbar, um nur zwei Beispiele zu nennen.

Die Ursache, dass die Direktvermarkter keine anderen Vermarktungswege beschreiten und somit ihre Anlagen weitergehend in den Markt integrieren, liegt an ihrem risikoaversen Verhalten. Der gleitende Teil der Marktprämie, der das Marktpreisrisiko bei der Direktvermarktung absichert, wird auf Basis der Spotauktionspreise der Börse ermittelt. Die bestmögliche Risikoabsicherung können die Direktvermarkter folglich erreichen, wenn sie ihre Strommengen zu Spotauktionspreisen vermarkten. Jegliche Abweichung hiervon, die z. B. durch das Beschreiten anderer Vermarktungswege entsteht, stellt für den Vermarkter ein höheres Marktpreisrisiko dar. Dieses höhere Risiko zu tragen, wäre entweder gerechtfertigt bei einer entsprechenden Steigerung der Vermarktungsgewinne oder käme der Spekulation gleich.

¹⁰ [KLOBASA 2013]

¹¹ Vgl. [KLOBASA 2013]

4. Zusammenfassung, Fazit und Handlungsempfehlung

Das Ziel der Kurzstudie ist, die Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie (ohne Managementprämie) für EEG-Anlagen, die – gemäß dem Vorschlag von BMU und BMWi zur Strompreislösung¹² – neu installiert werden, zu bewerten und Handlungsempfehlungen abzuleiten. Dabei wird davon ausgegangen, dass die verpflichtende Direktvermarktung flankiert wird mit einer gleitenden Marktprämie wie im jetzigen Marktprämienmodell (§ 33b Nummer 1 EEG), allerdings ohne Managementprämie.

Im Rahmen dieser Studie werden die Auswirkungen auf die Akteursvielfalt, die unterschiedlichen Marktteilnehmer sowie den Strompreis und die EEG-Umlage betrachtet.

Insbesondere bei einem sehr kurzen zeitlichen Vorlauf bis zur Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung und aufgrund des erheblichen organisatorischen und finanziellen Aufwands zur Direktvermarktung ist nicht mit einer deutlichen Zunahme der Akteursvielfalt zu rechnen. Insbesondere für Anlagenbetreiber einzelner Anlagen ist eine eigenständige Direktvermarktung aufgrund des sehr hohen Aufwandes meist nicht wirtschaftlich. Aufgrund von Portfolio- und Kostendegressionseffekten ist hingegen mit einer weiteren Oligopolbildung im Markt für Direktvermarktungsdienstleistungen zu rechnen. Eine aus der Oligopolisierung resultierende Vermarktungsmacht über EEG-Anlagen ist jedoch nicht erwünscht.

Als betroffene Marktteilnehmer werden in dieser Studie die EEG-Anlagenbetreiber, die Vermarkter sowie die Übertragungsnetzbetreiber identifiziert.

Für die EEG-Anlagenbetreiber wirkt sich die verpflichtende Direktvermarktung vor allem als sehr intransparente, indirekte zusätzliche Kürzung der Vergütung aus. Da eine eigenständige Vermarktung aufgrund des hohen finanziellen Aufwandes (ohne Kompensation durch die Managementprämie) sowie des hohen Prognoserisikos für Einzelanlagen meist nicht erstrebenswert ist, werden die Anlagenbetreiber auf Vermarkter als Dienstleister für den Stromverkauf zurückgreifen müssen. Zusätzlich besteht das Risiko, dass die Finanzierbarkeit der Anlagen durch die neue Regelung deutlich erschwert wird. Eine Regelung, die eine der EEG-Vergütung gleichwertige Planungssicherheit für 20 Jahre gewährleistet und so das Kontrahentenrisiko des Anlagenbetreibers gegenüber dem Vermarkter absichert, könnte diesem Effekt zum Teil entgegenwirken. In welcher Form eine solche Regelung und entsprechende Direktvermarktungsverträge für einen Zeitraum von 20 Jahren am Markt umsetzbar sind, bleibt jedoch aufgrund der politischen und regulatorischen Unsicherheit fraglich.

Durch die Streichung der Managementprämie sowie den deutlich erhöhten Kostenaufwand für die Vermarktung kleiner Anlagen ab 150 kW ist davon auszugehen, dass die Vermarkter dem EEG-Anlagenbetreiber nicht wie bisher eine Auszahlung der Vermarktungserlöse in voller Höhe garantieren wollen und können, sondern mindestens ihre Kosten inklusive ihrer Marge abziehen. Eine Beteiligung der Anlagenbetreiber an den tatsächlichen Markterlösen

¹² [BMU, BMWI 2013]

oder eine fixe, um einen Abschlag reduzierte Auszahlung des energieträgerspezifischen Marktwerts scheint wahrscheinlich. Hierdurch erfolgt eine Verlagerung der potentiellen Erlöse vom Anlagenbetreiber zum Vermarkter, während die Kosten gleichbleiben, die in die EEG-Umlage fließen. Insbesondere auch die niedrige Untergrenze von 150 kW Anlagenleistung erhöht Aufwand und Kosten erheblich. Hier scheint eine Untergrenze von mindestens 500 kW marktgängiger.

Für die Übertragungsnetzbetreiber werden sich die zu handelnden Strommengen nicht erhöhen und voraussichtlich sogar weiter verringern, was durch die damit verbundene Reduzierung von Portfolioeffekten in einer schlechteren Prognosegüte resultieren und zu höheren Ausgleichenergiekosten führen wird.

Durch die vermehrte Abschaltung von EEG-Erzeugungsanlagen in der Direktvermarktung aufgrund stark negativer Strompreise an der Börse ist ein Anstieg der Strompreise im Großhandel zu erwarten. Durch diese höheren Strompreise sinken auch die Differenzkosten in der Vermarktung aller EEG-Anlagen im Bestand. Hierdurch wird eine Reduzierung der EEG-Umlage erreicht. Aufgrund der Tatsache, dass negative Preise dieser Größenordnung jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres erreicht werden (2012: 17 Stunden), ist der Effekt – zumindest mittelfristig – nur sehr gering. Die Einsparung der Managementprämie für Neuanlagen, die durch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung nicht in das jetzige Marktprämienmodell wechseln können, verlangsamt ggf. einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage, reduziert diese jedoch nicht. Eine Wirkung auf das technische Systemdesign im Sinne einer besseren Marktorientierung wird kontrovers diskutiert. In diesem Zusammenhang sind weitergehende Untersuchungen notwendig. Auch die angestrebte bessere Marktintegration von EEG-Anlagen wird nicht erreicht, es erfolgt voraussichtlich „nur“ eine teilweise „Handels“-Integration. Zur tatsächlichen Marktintegration durch Teilnahme z. B. am Regelenenergie- oder Terminmarkt sind weitergehende Änderungen der Regelwerke und Gesetze notwendig.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die hier betrachtete Ausgestaltung der verpflichtenden Direktvermarktung für die Anlagenbetreiber de facto eine Vergütungskürzung darstellt, sie jedoch voraussichtlich – zumindest mittelfristig – nur geringe Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage haben wird und somit das eigentliche Ziel nicht erreicht wird. Die gewünschten Kostensenkungen ließen sich durch eine geringfügige Kürzung der EEG-Vergütungen effizienter erreichen und diese würde am Markt voraussichtlich für weniger Investitionsunsicherheit, insbesondere bei den Finanzinstituten, sorgen. Es besteht jedoch das Risiko, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien gebremst wird, wenn die entsprechenden Kostenspielflächen, um eine Vergütungskürzung zu kompensieren, bei der Errichtung neuer Anlagen nicht vorhanden sind.

Aufgrund der geringen Wirkung auf die Reduzierung der EEG-Umlage und der vielen ungeklärten Punkte scheint es notwendig, weitere Überlegungen einfließen zu lassen und einen weitergehenden Entwurf auszuarbeiten, um die gewünschten Vorteile der verpflichtenden Direktvermarktung zu erreichen.

5. Quellenverzeichnis

[BMU, BMWI 2013]

Hrsg. BMU, Hrsg. BMWi, „Übersicht über mögliche Maßnahmen zur Strompreis-Sicherung im EEG“, 14. März 2013

[e.21 2.13]

e.21 - energien für morgen, „Marktübersicht Schwachwindturbinen“, Ausgabe 2, April 2013

[EEG / KWK-G 2013]

Hrsg. EEG / KWK-G, „2013 – EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (Marktprämienmodell – MPM) nach § 33b Nr.1 EEG“, abgerufen am 09.04.2013

http://www.eeg-kwk.net/de/file/Monatliche_Stammdaten_nur_DV_MPM_Gesamt.xls

[EEG / KWK-G 2013-2]

Hrsg. EEG / KWK-G, „EEG-Mittelfristprognose“, abgerufen am 19.04.2013

<http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>

[HALLER 2013]

Haller et. al., „EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 – Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen“, Juni 2013,

http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Oeko-Institut_2013_-_Greenpeace_Prognose_EEG-Umlage.pdf

[KLOBASA 2013]

Klobasa et. al., Arbeitspapier „Nutzenwirkung der Marktprämie“, 15. Januar 2013

EEG-Anlagen Daten:

Anlagenstammdaten: Amprion, 50Hertz, TransnetBW, TenneT TSO:

[50Hertz 2013]

Hrsg. 50Hertz Transmission GmbH, „EEG-Anlagenstammdaten“, abgerufen am 09.04.2013

http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/165.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-B307F3BC-5D9AA653

[AMPRION 2013]

Amprion GmbH (Hrsg.), „EEG-Anlagenstammdaten“, abgerufen am 09.04.2013

<http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>,

[TransnetBW 2013]

TransnetBW GmbH (Hrsg.), „EEG-Anlagenstammdaten“, abgerufen am 09.04.2013

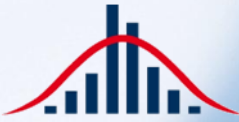
<http://transnet-bw.de/eeg-and-kwk-g/eeg-anlagendaten/?activeTab=csv&app=anlagendaten&url=/eeg-and-kwk-g/eeg-anlagendaten/>

[TenneT 2013]

TenneT TSO GmbH (Hrsg.), „EEG-Anlagenstammdaten“, abgerufen am 09.04.2013

<http://www.tennet.eu/de/de/kunden/eegkwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-52/einspeisung-und-anlagenregister.html>

Energy Brainpool
Analysis-Consultancy-Training



www.energybrainpool.com

Philipp Götz, Tobias Huschke, Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54 -10

Fax +49 (0)30 76 76 54 -20

kontakt@energybrainpool.com