

Stellungnahme zum Entwurf der Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV)

Zusammenfassung

- Die durch die Bundesregierung vorgeschlagene Absenkung der Managementprämie führt zu einer De-facto-Abschaffung des Marktprämienmodells - ohne Evaluation.
- Eine Absenkung der Managementprämie ab 2013 auf mindestens 7,70 €/MWh bzw. 8,70 €/MWh für ferngesteuerte Anlagen ab 2013 kann das angestrebte Einsparpotenzial erreichen und die Marktintegration für den Großteil der EEG-geförderten Anlagen erhalten bleiben.
- Die Höhe der Managementprämie für die Zeit nach 2013 kann erst nach eingehender Evaluation festgelegt werden.

I. Einleitung

Das Marktprämienmodell: Erfolgsmodell mit hoher Kosteneffizienz

Die Marktprämie hat mit einer Leistung von 25 GW (Schätzung: August 2012) direktvermarktetem Strom die erst vor wenigen Monaten aufgestellten Erwartungen deutlich übertroffen. Mit der Einführung der Marktprämie wurde somit die längst notwendige Integration der erneuerbaren Energien in den Elektrizitätsmarkt eingeleitet. Gleichzeitig ist es wichtig, die Integrationskosten für den Stromverbraucher so gering wie möglich zu halten. Diese Kosten liegen im Worst-Case-Szenario (ausgehend von 50 TWh pro Jahr im Marktprämienmodell) bei maximal 5,20 EUR pro Haushalt und Jahr. Damit hätte die Marktprämie einen Anteil von 3,6% an der EEG-Umlage und wäre trotzdem gleichzeitig die mit Abstand kosteneffizienteste Direktvermarktungsvariante.

Evaluation dringend notwendig

Eine Analyse von Kosten und Nutzen des Marktprämienmodells kann nur im Vergleich mit der bis 2011 fast ausschließlich (ca. 90%) angewendeten Vermarktung der Erzeugung aus EEG-geförderten Anlagen durch die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erfolgen. Maßgeblich für diesen Kostenvergleich ist die Höhe der Managementprämie im Vergleich zu den von den ÜNB angesetzten Kosten für Profilservice und Handelsanbindung. Den mit der Managementprämie verbundenen Kosten stehen Einsparungen gegenüber, die mit einem marktorientierten Betrieb (z.B. Abschaltung von Anlagen im Falle negativer Preise) und einem geringeren Einsatz von Regelleistung durch eine Verbesserung der Erzeugungsprognose verbunden sind. Im oben genannten Entwurf der Managementprämienverordnung werden diese Einsparungen nicht berücksichtigt.

Für ein Gelingen der Energiewende muss die Marktintegration der Erneuerbaren Energien weitergehen

Die im vorliegenden Entwurf aufgeführte Absenkung der Managementprämie schafft das System faktisch ab. Der erste Versuch einer Marktintegration der Erneuerbaren Energien wird somit auf Basis von sechsmonatigen Erfahrungswerten, die eine umfassende Beurteilung nicht ermöglichen, abgeschafft. Die Kosteneinsparung von ca. 100 Mio. Euro, welche durch Absenkung der Managementprämie von 12€/MWh im Jahre 2012 auf 10€/MWh im Jahre 2013 auch nach dem heute gültigen Gesetz erreicht wird, wird vollständig ignoriert. Weiterhin muss zum einen die Kalkulation der bei den ÜNB anfallenden Profilservicekosten transparenter gestaltet werden und zum anderen müssen die Ersparnisse durch Senkung von Regelenergieabrufen etc. im Jahr 2012 ausgewertet werden.

Der aktuell vorliegende Entwurf der Bundesregierung zur Managementprämienverordnung und die zugrunde liegende Kurzstudie von Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES und BBH weisen darauf hin, dass die aktuelle Höhe der Managementprämie für fluktuierende Energien deutlich über den wirtschaftlich abzudeckenden Kosten liegt. Dies wird mit den im Entwurf herangezogenen Erfahrungen der ÜNB und zum anderen mit den von den Direktvermarktern an die Anlagenbetreiber auf die EEG-Vergütung gezahlten Mehrerlöse begründet. Beides muss in der Verordnung berücksichtigt werden. Diese Aspekte werden im Kapitel Analyse (Seiten 4ff.) dieser Stellungnahme eingehender betrachtet.

Generell ist festzustellen, dass die vorgeschlagene Gesetzesänderungen für alle Marktakteure nicht hinnehmbar sind, da sie für die betroffenen Unternehmen den Verlust jeglicher Planungssicherheit bedeuten. Schon allein aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist ein gewisser Vertrauensschutz unabdingbar. Sollte das Marktprämienmodell durch die derzeit vorgeschlagenen Anpassungen de-facto abgeschafft werden, fällt die gesamte Markttransformation auf den Stand des Jahres 2008 zurück. Was gleichbedeutend ist mit fünf verlorenen Jahren auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Elektrizitätsmarkt.

II. POSITIONEN

Um die kosteneffiziente Integration der Erneuerbaren Energien in den Elektrizitätsmarkt fortzusetzen, bitten wir die Bundesregierung, die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

1. Die Reduzierung der Managementprämie auf 7,70 €/MWh bzw. 8,70 €/MWh für ferngesteuerte Anlagen wird das Einsparziel von 200 Mio Euro erfüllen

Aufgrund der hohen Unsicherheit bei den Profilservicekosten (Kosten für Abweichung zwischen Prognose und Produktion) ist es notwendig, mindestens einen Betrag von 3,50 €/MWh anzusetzen. Der von den Übertragungsnetzbetreibern für 2012 prognostizierte Wert beträgt zwar 2,50 €/MWh. Jedoch können bei einer Abweichung nach oben zusätzliche Kosten von den ÜNB problemlos nachträglich auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Die Kosten dieser „Versicherung“ wurden im zugrunde liegenden Gutachten nicht berücksichtigt. Da die Direktvermarkter nicht die Möglichkeit haben

potentielle Mehrkosten auf die Allgemeinheit umzulegen, ist ein Risikoaufschlag notwendig und nachvollziehbar.

Zuzüglich der gewährten und notwendigen Kosten für die Handelsanbindung (Marktzugang, Transaktionskosten, Personalkosten, IT Systeme etc.), für die Ausstellung einer Bankgarantie und Mehrerlöse für Anlagenbetreiber von 4,20 €/MWh ergibt sich damit eine Minimalhöhe der Managementprämie von 7,70 €/MWh (ohne Fernsteuerung) und 8,70 €/MWh (mit Fernsteuerung).

Eine Absenkung der Managementprämie von ursprünglich 10 €/MWh auf 7,70 €/MWh führt wegen des geringeren Anreizes gleichzeitig zu einem Rückgang der über die Marktprämie direktvermarkteten Strommenge. Die daraus folgende wahrscheinliche Kombination aus reduzierter Marktprämie und einem Rückgang der Direktvermarktung von 50 TWh/a auf 37,5/a TWh (angenommene Reduzierung der Teilnehmer im Marktprämienmodell durch Reduzierung der Managementprämie um 25%) verringert die Kosten um über 200 Millionen Euro pro Jahr, wie die folgende Rechnung zeigt. Damit wird das durch Bundestag und Bundesrat gesetzte Einsparziel umzusetzen:

$$50 \text{ TWh} * 10 \text{ €/MWh} - 28 \text{ TWh} * 7,70 \text{ €/MWh} - 9,5 \text{ TWh} * 8,70 \text{ €/MWh} = 201,75 \text{ Mio. €}$$

In der Rechnung wurde angenommen, dass ca. 50% aller Anlagen im Jahre 2013 mit einer Fernsteuerung ausgerüstet werden und durchschnittlich sechs Monate in 2013 die erhöhte Managementprämie beziehen.

Damit würde die aktuell geplante Absenkung das von Bundestag und Bundesrat vorgegebene Ziel deutlich überschreiten.

2. Aufgrund der Datenlage sollte die Festlegung der Managementprämie über das Jahr 2013 hinaus erst nach grundlegender Evaluation erfolgen

Die Datenlage auf Basis derer die Profilservicekosten für die Jahre 2013-2015 berechnet wurden ist fragwürdig. Die hohe Varianz von etwa 75 % bei den tatsächlichen Profilservicekosten der ÜNB in den vergangenen vier Jahren verdeutlicht die enorme Prognoseunsicherheit dieser Kosten für die kommenden Jahre. Die Varianz widerspricht insbesondere der zentralen Annahme des Verordnungsentwurfs, dass die Profilservicekosten bei den ÜNB und Direktvermarktern stabil bleiben. Auf diese Prognoseunsicherheit wird auch im zugrunde liegenden Kurzgutachten hingewiesen (S.4 Absatz 3).

Vor dem Hintergrund eines weiteren massiven Ausbaus fluktuierender Erzeugung bei gleichzeitiger Schließung mehrerer großer Regelleistungsanbieter (Gaskraftwerke) ist dies nicht ernsthaft zu erwarten. Die bereits von der BNetzA angekündigte Verschärfung der Ausgleichsenergieregeln wird ebenfalls die Profilservicekosten der ÜNBs/Direktvermarkter erhöhen. Das Ausmaß der Kostenerhöhung durch die Schaffung zusätzlicher Preisunter-/obergrenzen – welche zu Lasten auch der Direktvermarkter wirken – ist dabei noch nicht absehbar.

Aus diesem Grund sollte eine jährliche Evaluierung der Profilservicekosten erfolgen.

3. Präzisierung der Ist-Datenlieferung und Fernsteuerbarkeit

Der aktuelle Entwurf der Managementprämienverordnung lässt offen, wie ein Nachweis von §2 (2) Ziffer 2 erfolgen soll. Hier wird lediglich auf §46 Nummer 3 EEG verwiesen, wonach der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar des Folgejahres die notwendigen Daten bereitstellen muss. Es fehlen aber klare Angaben, welche Daten zur Prüfung notwendig sind und herangezogen werden.

Als Voraussetzung hierfür könnte ein Verfahren genutzt werden, das sich an einer Vorab-Qualifikation von Anlagen für den Einsatz in der Minutenreserve orientiert. Als Nachweis könnte dann der Lastgang einer Anlage (Wind- oder Solarpark) dienen, aus dem ersichtlich wird, dass die Anlage kurzfristig abgeschaltet und anschließend wieder hochgefahren werden kann. Im zweiten Schritt könnte die Fernsteuerung eindeutig nachgewiesen werden, wenn der Zeitpunkt der Abregelung durch den Netzbetreiber sowohl dem Direktvermarkter als auch Anlagenbetreiber vorher unbekannt ist und nur sehr kurzfristig mitgeteilt wird. Wichtig ist in diesem Fall, dass die zusätzliche Vergütung ab dem Zeitpunkt der Antragstellung gezahlt wird. Sonst besteht ein erhebliches Risiko, dass Engpässe auf Seiten der Netzbetreiber zu Einnahmeausfällen der Anlagenbetreiber führen.

Weiterhin ist im Entwurf nicht angegeben, ob es sich bei fernsteuerbaren Anlagen um einzelne Turbinen oder Windparks mit mehreren Turbinen handelt. In der Begründung zur Managementprämienverordnung (Teil B, zu §2, zu Absatz 2, 2. Absatz) ist angegeben, dass eigene technische Einrichtungen für jede einzelne Anlagen nicht erforderlich sind. Das Abrufen der Ist-Einspeisung und eine Reduzierung der Einspeiseleistung muss jedoch für jede einzelne Anlage uneingeschränkt gewährleistet werden. Hier muss unbedingt klargestellt werden, dass mit dem Begriff Anlage nicht nur einzelne Windturbinen, sondern stets ganze Windparks gemeint sind. Der Direktvermarkter wird einen Windpark immer zu 100% erzeugen lassen oder soweit wie möglich abschalten, wenn die Preise negativ sind, d.h. ein Überangebot besteht. Einen Zwischenzustand(z.B. Reduzierung der Leistung bei 4 von 10 Windturbinen auf 50%) ist für eine bessere Marktintegration in aller Regel nicht sinnvoll.

III. ANALYSE

1. Einsparungen durch Nutzung des Marktprämienmodells

Die im Jahr 2011 vom BMU avisierte Evaluierung des Marktprämienmodells ist bis heute nicht erfolgt und die vorgelegte Kurzstudie beinhaltet diese Evaluation nicht. Stattdessen bleibt die Diskussion rund um die Managementprämie momentan rein kostenbasiert. Unterschlagen wird allerdings, dass die Marktprämie zu einer Verminderung stark negativer Strompreise führt und dadurch die EEG-Umlage signifikant entlastet.

Ein Beispiel: Am 22. Januar 2012 lag der Preis an der Börse zwischen 6 und 7 Uhr bei minus 100,08 €/MWh. Zu diesem Zeitpunkt betrug allein die Erzeugung aus Wind und Biomasse fast 22.000 MW. Um diese Erzeugung am Markt abzusetzen, mussten also 2,2 Millionen Euro für nur eine Stunde bezahlt werden. Unter der Annahme, dass der Börsenpreis bei einer

zunehmenden Anzahl von ferngesteuerten Anlagen nur halb so hoch gewesen wäre (d.h. - 50 €/MWh statt -100 €/MWh), wäre allein in der angegebenen Stunde eine Einsparung von 1,1 Mio. Euro erzielt worden. Je mehr die Erneuerbaren Energien ausgebaut werden, desto häufiger wird es zu solchen negativen Preisen kommen, die die EEG-Umlage mit vielen, zusätzlichen 100 Millionen Euro belasten wird.

Daher ist der Anreiz für die Umsetzung der Steuerbarkeit einer Anlage in Höhe von 1 €/MWh sinnvoll und richtig. Der Mehraufwand ist in Relation zu dem enormen Einsparungspotential geringfügig. Deshalb kann auch der Aufwand der ÜNB nicht 1:1 mit dem der Direktvermarkter verglichen werden.

Des Weiteren muss die Kostenersparnis der Endverbraucher z.B. durch sinkende Regelzonensalden und damit verringerte Regelenergieeinsätze berücksichtigt werden. Während die ÜNB kaum einen Anreiz haben, diese Aufgabe besonders effizient zu erledigen, konkurrieren im Marktprämienmodell zahlreiche Firmen darum, durch bessere Vorhersagen, Energiedaten und Handelsaktivitäten die Kosten bestmöglich zu reduzieren. Nach nur sechs Monaten Erfahrung mit dem Modell der Marktprämie ist eine fundierte Kostenbewertung allerdings noch nicht möglich. Darüber hinaus kann man davon ausgehen, dass auch die möglichen Einsparpotentiale bei den Direktvermarktern noch nicht ausgeschöpft sind.

2. Prognoseunsicherheit Profilservicekosten

Wie bereits oben erläutert, ist die Datenlage auf Basis derer die Profilservicekosten für die Jahre 2013-2015 berechnet wurden fragwürdig. Die hohe Varianz von etwa 75 % bei den tatsächlichen Profilservicekosten der ÜNB in den vergangenen vier Jahren verdeutlicht die enorme Prognoseunsicherheit dieser Kosten für die kommenden Jahre. Grundlage des Verordnungsentwurfs ist ein Kurzgutachten, welches die Absenkung der Managementprämie um ca. 3,30 €/MWh maßgeblich damit begründet, dass die ursprünglich von den ÜNB prognostizierten und die der aktuell gültigen Höhe der Managementprämie zugrundeliegenden Profilservicekosten von 5,80 €/MWh im Jahre 2011 tatsächlich nur noch 2,50 €/MWh betragen. Dasselbe Gutachten weist dabei darauf hin, dass sowohl Schätzung als auch Prognose größten Unsicherheiten unterworfen sind, und fordert eine höhere Transparenz sämtlicher von den ÜNB veröffentlichten Daten. Weiterhin handelt es sich bei den o.a. Profilservicekosten für Durchschnittswerte über die gesamten Einspeisung aus EEG-geförderten Anlagen. Es wird also nicht berücksichtigt, dass Biomasse und Wasserkraft wesentlich niedrigere Profilservicekosten als Wind und Photovoltaik haben.

3. Aufwendungen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter

Die über 20 Jahre garantierte EEG-Vergütung kann vom Anlagenbetreiber immer in Anspruch genommen werden. Als Folge dieses Systems wird jeder Anlagenbetreiber nur dann in eine andere Form der Vermarktung wechseln, wenn diese ihm zusätzliche Einnahmen ermöglicht. Die Höhe dieser Einnahmen müssen im richtigen Verhältnis zu den wirtschaftlichen Risiken (z.B. Zahlungsausfall eines Direktvermarkters) und dem zusätzlichen Aufwand (technische Umrüstungen) stehen.

Die Absenkung der Managementprämie wird zu einer signifikant geringeren Beteiligung der Erzeuger am Marktprämienmodell führen. Bei prognostizierten Mehreinnahmen von weniger als 1,50€/MWh im Vergleich zu EEG-Vergütung wird sich kein Erzeuger für eine Teilnahme am Marktprämienmodell entscheiden. Selbst bei zu erwartenden Einnahmen, die 2,50€/MWh über der EEG-Vergütung liegen, werden vermutlich nur noch ein Viertel der derzeitigen Erzeuger teilnehmen.

Auf Seiten der Direktvermarkter sind die Aufwände erheblich höher als zu Beginn angenommen. Die Ursachen dafür sind:

- Ungewissheit bei der Umsatzsteuerbarkeit (diese wird von den Beteiligten bisher getragen, ohne dafür verantwortlich zu sein)
- Verspätete Zahlungen der Marktprämie und daraus resultierende Kapitalkosten
- Stark uneinheitliche Prozesse bei den Verteilnetzbetreibern und der damit fehlenden Möglichkeit zur Standardisierung operativer Prozesse
- Kosten für die Stellung einer Bankgarantie

Energy2market GmbH

GESY Green Energy Systems GmbH

GEWI AG

Grundgrün Energie GmbH

LichtBlick AG

Nexus Energie GmbH

Nordjysk Elhandel A/S

Statkraft Markets GmbH