

Kurzgutachten

Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen

im Rahmen des Projektes

„Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus
erneuerbaren Energien“

6. Juli 2012

Anke Rostankowski (IKEM)

André Baier, Norman Gerhardt, Uwe Holzhammer (Fraunhofer IWES)

Dr. Marian Klobasa, Dr. Mario Ragwitz, Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer ISI)

Dr. Wieland Lehnert (BBH)

I. Zusammenfassung

1. Das vorliegende Gutachten analysiert den Anpassungsbedarf der Marktprämie auf Grund von energiewirtschaftlichen Veränderungen, die sich in der letzten Zeit ergeben haben. Die Profilservicekosten der Übertragungsnetzbetreiber für die Einbindung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die als Grundlage für die Ausgestaltung der Marktprämie dienen, fallen deutlich niedriger aus als bei der Parametrisierung der Marktprämie ursprünglich gedacht. Die EEG-Kostenprognose für den Profilservice der ÜNBs in 2011 ist noch von ca. 412 Mio. € ausgegangen (spezifisch 5,8 €/MWh). Die tatsächlichen Kosten lagen in 2011 bei nur 156 Mio. €. Die EEG-Kostenprognose für 2012 geht daher von Kosten von 160 Mio. € aus (spezifisch 2,5 €/MWh).

Entsprechend dieser Kostenreduktion bei den Profilservicekosten wird auch eine Anpassung der Managementprämie empfohlen. Dies entspricht einer zusätzlichen Kürzung der Managementprämie für Wind- und Solarstrom um 3,3 €/MWh über die bereits vorgesehene Degression hinaus.

2. Die erwarteten Nutzenwirkungen der Marktprämie liegen in einer verbesserten Prognose der fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung, der bedarfsgerechteren Einspeisung der erneuerbaren Anlagen inklusive einer Abregelung bei stark negativen Marktpreisen sowie einer Steigerung der Wertigkeit durch die Nutzung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen. Insbesondere für die Abregelung bei stark negativen Marktpreisen sowie für eine Teilnahme an Reservemärkten ist die Fernsteuerbarkeit der Anlagen von großer Bedeutung.

Auf Grund der Entwicklung in der Vergangenheit ist bisher nur ein sehr kleiner Anteil der Wind- und PV-Anlagen fernsteuerbar. Hier kann ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden, indem eine Differenzierung der Managementprämie für fernsteuerbare und nicht fernsteuerbare Anlagen vorgenommen wird. Daher wird empfohlen, zwischen diesen Anlagen eine Spreizung der Managementprämie in Höhe von 0,5 €/MWh vorzunehmen.

3. Die erwarteten Einsparungen für die EEG-Umlage durch die vorgeschlagene Kürzung liegen bei ca. 160 Mio. € in 2013, die bis 2015 auf über 200 Mio. €/a ansteigen. Die erzielbaren Einsparungen lassen sich auf Grund der Unsicherheit bei der Strommenge, die in der Marktprämie vermarktet wird, nur in einer Bandbreite angeben. Dies betrifft sowohl den Marktanteil als auch die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien insgesamt.

II. Motivation und zentrale Fragestellung

Mit der am 30. Juni 2011 durch den Deutschen Bundestag beschlossenen und am 1. Januar 2012 in Kraft getretenen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurde das gleitende Marktprämienmodell als Element zur verbesserten Marktintegration Erneuerbarer Energien eingeführt. Zentrale Ausgestaltungsparameter des Marktprämienmodells wurden im Rahmen eines wissenschaftlichen Gutachtens vom 16. Januar 2011 durch das Fraunhofer ISI vorgeschlagen. Innerhalb des Zeitraumes seit Januar 2011 ergaben sich Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bzw. ein weiterentwickelter Informationsstand insbesondere bzgl. folgender Aspekte:

- **Erfolgreiche Diffusion der Marktprämie:** Die aktuelle Durchdringung der Marktprämie für den Bereich Wind onshore lässt anhand der durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Januar bis Juli 2012 veröffentlichten Zahlen für das Jahr 2012 eine stärkere Inanspruchnahme erwarten, als dies im Gutachten vom Januar 2011 angenommen wurde. Der für das Jahresmittel 2012 im Rahmen der Marktprämie vermarktete Anteil der EEG-Erzeugung aus Wind onshore von 40% wurde im Januar 2012 bereits erreicht und im Juli 2012 mit ca. 70% bereits deutlich überschritten. Die Marktprämie wird also von den Akteuren besser als erwartet angenommen. Durch die größeren Mengen im Bereich der Windenergie ändern sich allerdings die erwarteten Mehrkosten der Marktprämie.
- **Erwartung geringerer Profilservicekosten in der EEG-Wälzung:** Die Kosten für den Ausgleich der Windenergie sind auf Basis der Berechnungen für das Jahr 2011 (ÜNB-Prognose für 2012 sowie EEG-Konto für 2011) geringer ausgefallen als die entsprechenden Berechnungen für das Jahr 2010, welche als Basis für die Parametrisierung der Managementprämie im Rahmen des Marktprämienmodells dienten.

Auf Basis dieser vorliegenden aktuellen Informationen wird im Rahmen dieses Kurzgutachtens ein potenzieller kurzfristiger Anpassungsbedarf der Managementprämie diskutiert, um die Mehrkosten des Marktprämienmodells zu reduzieren. Die Managementprämie umfasst die Kosten für den Profilservice der vermarkteten Anlagen und deren Handelsanbindung und ist somit der Parameter, der einem potenziellen Anpassungsbedarf unterliegt.

III. Kürzung der Managementprämie

1. Grundlagen für die Parametrisierung der Managementprämie

Der ursprüngliche Vorschlag für die Höhe der Managementprämie, welche die Kosten für Profilservice und Handelsanbindung abdeckt, ist in Tabelle 1 gezeigt. Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens wurde der Vorschlag für regelbare Anlagen um 2 €/MWh gegenüber dem ursprünglichen Vorschlag durch das Fraunhofer ISI angehoben. Der Vorschlag für Windenergie und PV wurde unverändert übernommen.

Die Komponenten der Managementprämie für Windenergie und PV beinhalten 5,8 €/MWh als Basiswert zur Vergütung der Kosten für den Profilservice sowie 1 €/MWh als Basiswert zur Vergütung der Kosten für die Handelsanbindung. Der Basiswert für den Profilservice wurde innerhalb der Einführungsphase des Marktprämienmodells um 3,2 €/MWh in 2012 angehoben, um den Vermarktern eine Lernphase bei der Realisierung des Modells zu ermöglichen. Dieser Bonus wird in der Folgezeit entsprechend des Vorschlags schrittweise um 1 Euro pro Jahr abgesenkt. Entsprechend wurde der Basiswert für die Handelskomponente in der Einführungsphase um 2 €/MWh, 1 €/MWh, 0,5 €/MWh in den Jahren 2012 / 2013 / 2014 angehoben, um auch hierbei einen Lernprozess zu ermöglichen.

Tabelle 1: Höhe der Managementprämie im Vorschlag von Januar 2011

	Wind & PV	Regelbare EE*
2012	5,8+6,2=12€/MWh	1 €/MWh
2013	5,8+4,2=10€/MWh	0.75 €/MWh
2014	5,8+2,7=8,5€/MWh	0.5 €/MWh
2015	5,8+1,2=7€/MWh	0.25 €/MWh

Quelle: F. Sensfuß, M. Ragwitz „Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung“, Gutachten Fraunhofer ISI im Auftrag des BMU, Januar 2011.

*Die tatsächliche Höhe der Managementprämie für regelbare EE ist nach Nr. 2.1.2 der Anlage 4 zum EEG jeweils 2 €/MWh höher.

Bei der Festlegung dieser Parameter ist insbesondere der Wert für die Kosten des Profilservice mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund orientierte sich der ursprüngliche Vorschlag für diesen Wert an der im Januar vorliegenden aktuellsten ÜNB Prognose für 2011, wie hier noch einmal in Tabelle 2 dargestellt. Weiterhin enthielt die ursprüngliche Empfehlung für die Festlegung der Kosten des Profilservice einen Vorschlag für ggf. notwendige kurzfristige Anpassungen.¹

¹ „Der Basiswert von 5.8 €/MWh könnte auch, wie skizziert, an die jeweilige ÜNB-Prognose angepasst werden, um ggf. auch dort Lerneffekte zu berücksichtigen“.

Daher wird im Folgenden ein möglicher Anpassungsbedarf auf Basis der aktuellen ÜNB-Prognose für 2012 erörtert.

Tabelle 2: Vergleich der Kostenprognosen der ÜNB für Profilservice für die Jahre 2010-2012 (ursprünglicher Vorschlag vom Januar 2011 basierend auf der Prognose für 2011)

	Kostenprognose für das EEG-Konto 2010	Kostenprognose für das EEG-Konto 2011	Kostenprognose für das EEG-Konto 2012
Gesamtkosten	379,5 Mio. €	412,2 Mio. €	160 Mio. €
Strommenge Wind	48,35 TWh	51,95 TWh	42,1 TWh
Strommenge PV	8,3 TWh	19,4 TWh	22,9 TWh
Fluktuierende Menge	56,65 TWh	71,35 TWh	65 TWh
Spezifische Kosten	6,7 €/MWh	5,8 €/MWh	2,5 €/MWh

Wie aus der obig dargestellten Tabelle 2 zu entnehmen ist, sanken die prognostizierten Kosten der ÜNB für den Profilservice fluktuierender EEG-Anlagen von etwa 5,8 €/MWh auf Basis der ÜNB-Prognose 2011 auf 2,5 €/MWh auf Basis der ÜNB-Prognose 2012. Diese Absenkung könnte nun entsprechend auf die Parametrisierung der Managementprämie im Rahmen des Marktprämienmodells angewandt werden.

Grundlegend ist bei den Kostenschätzungen auf Basis der ÜNB-Prognose allerdings zu berücksichtigen, dass u.U. Kostenpositionen für den geringeren Marktwert aufgrund im Rahmen der Vortagesprognose unterschätzter Mengen fluktuierender Erzeugung fehlen. Diese wurden im Rahmen der Bilanzierung des EEG-Kontos 2011 durch die ÜNB als Einnahmen im Intra-Day-Geschäft bilanziert, obgleich sie im Rahmen der EEG-Veredelung eine Kostenkomponente darstellen können, wenn der Intra-Day erzielbare Marktwert unterhalb des Day-Ahead-Preises liegt. Derzeit ist deshalb eine genaue Bestimmung der tatsächlichen Veredelungskosten der ÜNB, die somit auch als Referenz für die Marktprämie dienen könnten, nicht möglich. Hier besteht Bedarf für eine weitere Erhöhung der Transparenz der Bilanzierung von Einnahmen und Kosten bei Prognose und Abrechnung des Profilserviceaufwandes durch die Übertragungsnetzbetreiber. Generell gilt, dass bei einem sehr hohen Anteil der Nutzung der Marktprämie ggf. künftig die Kosten des ÜNB-Ausgleichs nicht mehr als repräsentativ angesehen werden können. In einem solchen Fall sollte ein alternativer Referenzwert gefunden werden.

2. Handlungsempfehlung zur Anpassung der Höhe der Managementprämie für nicht steuerbare Erneuerbare Energien (EE)

Entsprechend des ursprünglichen Gutachtens vom Januar 2011 wird vorgeschlagen, die Vergütung für die Managementprämie an die Schätzungen der aktuellen ÜNB-Prognose für

2012 anzupassen. Hieraus ergibt sich eine Absenkung der Managementprämie für Windenergie und PV um 3,3 €/MWh für 2013, wie in Tabelle 3 gezeigt. Aufgrund der weiterhin eingeschränkten Datenlage zu den Kosten des Ausgleichs der PV-Prognose und ihrer Korrelation mit den Märkten wird wie bisher empfohlen, PV und Windenergie bei der Bestimmung der Kosten des Profilservice vorerst gleich zu behandeln. Weil die Kostenschätzung der ÜNB mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist und weil die Direktvermarkter eine grundsätzlich andere Risikoposition bei der Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise zu berücksichtigen haben als die ÜNB, wird weiterhin empfohlen, vor dem Wirksamwerden der weiteren Anpassungsschritte in den Jahren 2014 und 2015 die Direktvermarktung erneut zu evaluieren. Für die Bestimmung der Managementprämie in 2014 und 2015 ist dann die weitere Entwicklung der Profilservicekosten zu berücksichtigen.

Tabelle 3: Höhe der reduzierten Managementprämie im Rahmen des Marktprämienmodells

	Wind & PV	Regelbare EE
2012	5,8+6,2=12 €/MWh	3 €/MWh
2013	2,5+4,2=6,7 €/MWh	2,75 €/MWh
2014	2,5+2,7=5,2 €/MWh	2,25 €/MWh
2015	2,5+1,2=3,7 €/MWh	2 €/MWh

Die Höhe der Profilservicekosten ist insbesondere von der Preisentwicklung im Intra-Day- und im Reservemarkt sowie von der Preisdifferenz zum Day-Ahead-Markt abhängig. Hierbei wird erwartet, dass sich die Preisdifferenz auch in den nächsten Jahren auf einem vergleichbaren Niveau bewegt. Kostensenkend wirken dabei vor allem verbesserte Einspeiseprognosen für Erneuerbare Energien. In den Reservemärkten sind in den letzten Jahren zusätzliche Akteure aktiv geworden, die gleichzeitig von einem verbesserten Marktdesign (Netzregelverbund) profitieren konnten. Die in 2011 gestartete Internationalisierung des Netzregelverbundes soll eine weitere Kostenabsenkung bringen. Mit der Marktprämie wird zudem erwartet, dass auch zunehmend erneuerbare Erzeuger am Reservemarkt teilnehmen. Diesen potentiell kostensenkenden Faktoren stehen einige kostentreibende Faktoren gegenüber. Durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (vor allem Wind und PV) wird in den nächsten Jahren der Anteil an stochastischer Einspeisung weiter zunehmen. Vor allem ein starker Ausbau der PV und Offshore-Windenergie erhöht die maximal auftretenden Leistungsänderungen. So sind seit Einführung des Netzregelverbundes im Jahr 2010 sowohl der maximal aufgetretene Regelzonensaldo als auch die Häufigkeit der Abrufe wieder leicht angestiegen. Auch die mittleren Ausgleichsenergiepreise sind leicht angestiegen.

Auf Basis der vorliegenden Kenntnisse wird daher erwartet, dass in den kommenden Jahren mit vergleichbaren Profilservicekosten wie im Jahr 2011 zu rechnen ist. Es

verbleiben jedoch größere Unsicherheiten, die im Rahmen des weiteren Monitorings der Marktprämie analysiert werden sollten. Im Zuge künftiger Anpassungen der Managementprämie wird allerdings der sehr dringende Handlungsbedarf bzgl. einer erhöhten Transparenz bei der Bilanzierung von Kosten und Einnahmen bei Vermarktung und dem Ausgleich der EEG-Strommengen durch die ÜNB betont.

3. Höhe der Managementprämie für steuerbare EE

In der aktuellen Debatte wird diskutiert, ob die Managementprämie für steuerbare EE-Anlagen zu niedrig bzw. die Differenz zu Wind- und Solarenergie zu hoch sei. Hierbei muss Folgendes berücksichtigt werden:

- Biomasseanlagen weisen eine deutlich verteilte Anlagenstruktur aus. Die vertragliche Bindung der Anlagenbetreiber ist mit deutlich höherem operativem und zeitlichem Aufwand verbunden. Deswegen kann aus der geringeren Inanspruchnahme der Marktprämie für Biomasse im Vergleich zu WEA gegenwärtig noch nicht auf die Anreizwirkung der Managementprämie geschlossen werden.
- Biomasseanlagen und andere steuerbare EE-Anlagen weisen keinen bzw. einen sehr geringen Prognosefehler auf, der sich durch die technische Verfügbarkeit (< 100 %) begründet. Dadurch entfällt der Kostenanteil der Profilservicekomponente.
- Die Kosten für die Handelsanbindung (Marktzugang, Transaktionskosten, Personalkosten, Technik und Büros, Einbindung ins IT System) werden für 2012 mit 3 €/MWh für WEA und Biomasse gleichermaßen abgegolten. Die Kosten sind dabei einerseits von der Anlagenanzahl und andererseits von der installierten Leistung abhängig. Während für große Windparks hierbei Synergien entstehen können, weisen Biomasseanlagen die ca. dreifachen Vollbenutzungsstunden aus und können damit Kostennachteile kompensieren.

Aus diesem Grund sollte die weitere Entwicklung abgewartet werden und ggf. Anpassungen im späteren Verlauf des Monitorings vorgenommen werden. Insbesondere gilt es hierbei, das Verhältnis von Biogas-/methan-Anlagen mit und ohne Nutzung der Flexibilitätsprämie zu bewerten.

Fazit: Eine kurzfristige Anpassung der Managementprämie für regelbare Anlagen wird nicht empfohlen.

4. Abschätzung der möglichen Einsparungen durch eine Anpassung der Höhe der Managementprämie

Die Entwicklung der Strommengen in der Marktprämie ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft sowohl die EEG-Strommenge insgesamt als auch den Marktanteil der Anlagen, die die Marktprämie nutzen. Für eine Abschätzung der Strommengen in der

Marktprämie wurden drei Szenarien definiert, die einen hohen, mittleren und niedrigen Marktanteil an der EEG-Stromproduktion unterstellen. Als Grundlage für die Prognose der gesamten EEG-Strommengen der einzelnen Technologien dient die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber. Ein weiterer Faktor sind meteorologisch bedingte Schwankungen in der Stromproduktion. Diese Unsicherheit kann bei dieser Abschätzung nicht berücksichtigt werden. Die jährliche Stromproduktion der fluktuierenden Energiequellen schwankt meist in einem Korridor von bis zu 20 % um den langjährigen Mittelwert.

Min Szenario: Der Marktanteil der bis Juligemeldeten Leistung in der Marktprämie bleibt in 2013 bis 2015 konstant. Diese Abschätzung dürfte die untere Bandbreite der erwarteten Stromerzeugung in der Marktprämie widerspiegeln. Die Marktanteile für PV erreichten im Juli ca. 5 %, für onshore Wind ca. 70 % und für Offshore Wind ca. 100 %.

Mittel Szenario: Kontinuierliches Wachstum der installierten Leistung in der Marktprämie. Dieses Szenario bildet einen weiteren starken Anstieg der Marktanteile der Marktprämie ab.

Max Szenario: Diese Szenario bildet die obere Bandbreite der Leistung in der Marktprämie ab. Es wird unterstellt, dass der Marktanteil der Marktprämie ab 2013 im Windbereich 100% erreicht. Für die PV wird aufgrund der Vielzahl kleiner Anlagen ein maximaler Marktanteil von 15 % ab 2013 unterstellt.

Tabelle 4 Abschätzung Strommengen aus Wind und PV in der Marktprämie 2013 - 2015

	2013			2014			2015		
	Min	Mittel	Max	Min	Mittel	Max	Min	Mittel	Max
	TWh			TWh			TWh		
Wind onshore	37,12	42,42	53,03	39,28	44,89	56,11	41,56	47,50	59,37
Wind offshore	4,09	4,09	4,09	9,45	9,45	9,45	15,25	15,25	15,25
PV	1,40	2,79	4,19	1,58	3,15	4,73	1,76	3,53	5,29
Summe	42,61	49,31	61,31	50,30	57,49	70,28	58,58	66,28	79,91

Auf Basis des erstellten Mengengerüsts lässt sich die mögliche Einsparung einer Absenkung der Managementprämie um 3,3 €/MWh für Wind und PV berechnen. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Insgesamt liegen die möglichen Einsparungen einer zusätzlichen Absenkungen zum 01.01.2013 bei ca. 160 Mio. € im Jahr 2013. Bei einer Variation der Energiemengen in der Marktprämie können die Einsparungen im Min-Szenario bei 140 Mio. € sowie im Max-Szenario bei bis zu 200 Mio. € in 2013 liegen.

Tabelle 5: Abschätzung der Kosteneinsparung durch eine zusätzliche Absenkung der Managementprämie zum 01.01.2013

Einsparungen	2013	2014	2015
	in Mio.€		
Mittel	162,71	189,70	218,71
Min	140,60	165,98	193,30
Max	202,31	231,93	263,72

5. Bewertung einer Reduktion der Höhe der Managementprämie

Zusammenfassend sprechen daher folgende Argumente für eine Kürzung der Managementprämie:

- Mögliche Erhöhung der Akzeptanz der Marktprämie in der aktuellen politischen Diskussion
- Realisierbare Einsparungen im Bereich 140 Mio.€ - 200 Mio. €
- Reduktion der Mitnahmeeffekte, insbesondere von Seiten der WEA-Betreiber

Gegen eine Kürzung der Managementprämie spricht:

- Notwendige Lernphase der Akteure, Zeitraum für technische Anpassungen
- Veränderte Vertrauensbasis der Akteure und Banken
- Deutliche Verschärfung des Kostendrucks für die Vermarkter

Aus Sicht des Konsortiums sprechen im Ergebnis die stärkeren Gründe für eine Kürzung der Managementprämie.

6. Verfassungsrechtliche Bewertung einer Kürzung der Managementprämie: Rückwirkung und Vertrauensschutz

Durch eine (kurzfristige) Kürzung der Managementprämie könnte das Vertrauen der Anlagenbetreiber in den Fortbestand der Regelung in § 33g i.V.m. Anlage 4 EEG verletzt sein. Die Anlagenbetreiber könnten dadurch in ihren Rechten aus Art. 14 Abs. 1 GG und Art. 12 Abs. 1 GG verletzt sein.

a) Eingriff in Art. 14 GG

Die Schutzwirkung des Art. 14 Abs. 1 GG richtet sich auf den Bestand vermögenswerter Rechtspositionen², nicht auf die mit ihrer Nutzung verbundenen Gewinnerwartungen.³ Auch Subventionen werden nicht als eigentumsfähig angesehen, weil sie nicht durch Einsatz von Kapital und Arbeit erworben werden.⁴ Die Managementprämie soll Aufwendungen decken, die im Zusammenhang mit der Direktvermarktung von Strom entstehen.⁵ Es geht dabei jedoch nicht um die Gewähr staatlicher Leistungen, sondern um die Schaffung eines privatrechtlichen Austauschverhältnisses.⁶ Privatrechtliche Ansprüche und Forderungen werden von Art. 14 GG geschützt.⁷ Die Managementprämie ist ein durch Gesetz geschaffener privatrechtlicher Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber gemäß § 33g i.V.m. Anlage 4. 1. und Anlage 4.2 EEG und demnach vom Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG umfasst.

b) Rechtfertigung des Eingriffs

Bei einer Kürzung der Managementprämie dürfte es sich wohl um eine Beschränkung des Eigentumsgrundrechts (wohl in Form einer Inhalts- und Schrankenbestimmung) handeln. Insgesamt wird dem Gesetzgeber bei Einschränkungen des Eigentums ein weiter Einschätzungsspielraum eingeräumt.⁸ Es werden jedoch bestimmte Anforderungen an das das Eigentumsgrundrecht einschränkende Gesetz gestellt. So müsste die Verordnung vor allem mit dem aus Art. 20 Abs. 3 GG abgeleiteten Verhältnismäßigkeitsgrundsatz vereinbar sein, also einen legitimen Zweck verfolgen, geeignet, erforderlich und angemessen sein. Im Zusammenhang mit Beschränkungen des Eigentumsgrundrechts muss das Gesetz außerdem den Grundsatz des *Vertrauensschutzes* beachten.⁹ Danach sind insbesondere rückwirkende Gesetze grundsätzlich unzulässig.

c) Geeignetheit und Erforderlichkeit

Die Kürzung der Managementprämie soll gewährleisten, dass bestehende Überförderungen verringert und somit letztlich die Höhe der EEG-Umlage auf die notwendige Höhe begrenzt wird. Eine Kürzung der Managementprämie ist geeignet, diesen Zweck zu erreichen. Die Maßnahme ist auch erforderlich, da kein mildereres, gleichwirksames Mittel ersichtlich ist.

² BVerfGE 72, 175 (195); 95, 267 (300).

³ BVerfGE 68, 193 (222); 83, 201 (208).

⁴ BVerfGE 72, 1775 (193 ff.); 97, 67 (83).

⁵ Vgl. Anlage 4, Nr. 1.1 EEG.

⁶ Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage, 2009, S. 21.

⁷ BVerfGE 78, 58 (71); BGHZ 125, 293 (299).

⁸ BVerfGE 8, 71 (80).

⁹ BVerfG ZUR 2009, S. 263.

d) Vertrauensschutzgrundsatz

Fraglich ist jedoch, ob die Kürzung mit dem aus Art. 20 Abs. 3 GG abgeleiteten Vertrauensschutzgrundsatz vereinbar ist. Danach sind *echte Rückwirkungen* grundsätzlich unzulässig. Eine echte Rückwirkung wird angenommen, wenn eine Regelung in bereits abgewickelte Tatbestände eingreift und Rechtsfolgen für die Vergangenheit nachträglich ändert.¹⁰ Da die Kürzung der Managementprämie nur für die Zukunft wirken soll, liegt eine echte Rückwirkung nicht vor.

Eine unechte Rückwirkung liegt hingegen vor, wenn für Vorgänge, die in der Vergangenheit begonnen haben, nachteilige Rechtsfolgen für die Zukunft ausgesprochen werden.¹¹ Zeitlicher Anknüpfungspunkt für die Beurteilung eines rückwirkenden Gesetzes ist hier der Zeitpunkt der Investition.¹² Die Kürzung der Managementprämie würde auch für solche Anlagenbetreiber gelten, die die Marktprämie bereits in Anspruch nehmen und nicht nur die Fälle erfassen, die ab dem Zeitpunkt der Gesetzesänderung von der Marktprämienregelung Gebrauch machen. Diese Anlagenbetreiber haben bereits mit Stromhändlern entsprechende vertragliche Vereinbarungen geschlossen, die überwiegend über längere Zeiträume laufen und Anlagenbetreiber und Vermarkter binden. Im Rahmen der vertraglichen Beziehungen wurden außerdem unter Umständen bestimmte Investitionen getroffen, z.B. in die Börsenzulassung, in Messeinrichtungen, oder in Prognosedienstleistungen. Nun kann aber durch die vorgesehene Kürzung der Finanzierung der Boden entzogen werden. Insofern dürfte durch eine Kürzung der Managementprämie eine unechte Rückwirkung gegeben sein.

Eine unechte Rückwirkung ist grundsätzlich verfassungsrechtlich zulässig. Denn es gibt keine allgemeine Erwartung des Bürgers, das geltende Recht werde unverändert fortbestehen.¹³ Der Vertrauensschutz kann nicht so weit gehen, dass der Bürger vor jeder Enttäuschung bewahrt wird. Grenzen der Zulässigkeit unechter Rückwirkung können sich jedoch aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und dem Grundsatz des Vertrauensschutzes ergeben.

Für die Verletzung des Vertrauensschutzgrundsatzes könnte sprechen, dass die jährliche Abstufung der Managementprämie in Anlage 4 des EEG gerade dem Schutz der Anlagenbetreiber dienen soll und damit eine besondere Vertrauensposition geschaffen wird. So könnte man argumentieren, dass die jährliche Abstufung der Managementprämie für Planungs- und Investitionssicherheit sorgen soll.¹⁴ Diese jahresweise Festlegung hat einen anspruchsgestaltenden Charakter. Sie schafft den Eindruck einer Planungssicherheit. Ohne

¹⁰ BVerfGE 72, 200 (242).

¹¹ BVerfGE 51, 356 (362); *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage, 2009, S. 16.

¹² *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage, 2009, S. 18.

¹³ BVerfGE 38, 61 (38); 105, 17 (40).

¹⁴ Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage, 2009, S. 9.

ein solches Signal fehlt es an der Verlässlichkeit, die zur Erreichung des Gesetzeszwecks notwendig ist.

Gegen einen Vertrauensschutz spricht allerdings zunächst entscheidend, dass die Möglichkeit zur Korrektur der Höhe der Managementprämie im Gesetz ausdrücklich offengehalten wird. So heißt es in Nr. 2.1.2, 2.2.3, 2.3.4 und 2.4.3 der Anlage 4 des EEG jeweils, die Managementprämie beträgt – in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger und dem Jahr der Geltendmachung – *vorbehaltlich einer Rechtsverordnung* auf Grund von § 64f Nr.3 einen bestimmten Betrag in Cent pro kWh. Die Verordnungsermächtigung in § 64f Nr. 3 EEG lässt auch ausdrücklich eine Änderung der Managementprämie für die Anlagen zu, „die bereits vor dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung erstmals die Marktpremie in Anspruch genommen haben.“ Es ist also im Gesetz von vornherein angelegt worden, dass diese Werte bei Bedarf korrigiert werden können, so dass die Anlagenbetreiber auch kein gesteigertes Vertrauen auf den unveränderten Fortbestand der entsprechenden Vorschriften aufbauen können.

Ein besonderer Vertrauensschutz besteht zwar grundsätzlich im Hinblick auf die Kürzung der EEG-Vergütung für in Betrieb gegangene Anlagen.¹⁵ Allerdings hat das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) auch für diesen Fall entschieden, dass das Vertrauen dann nicht schutzwürdig ist, wenn schon nach bisherigem Recht eine unsichere Situation bestand¹⁶ beziehungsweise, wenn der Begünstigte schon im Zeitpunkt, auf den sich die Rückwirkung bezieht, nicht auf die Fortdauer der Regelung vertrauen konnte.¹⁷ Spätestens jedoch in dem Zeitpunkt, zu dem der Adressat mit der betreffenden Rechtsänderung konkret rechnen musste, geht die Schutzwürdigkeit des Vertrauens verloren.¹⁸ In dem Fall, den das BVerfG zu entscheiden hatte, wurde eine solche Situation schon angenommen, weil in Kommentaren und in der Gesetzesbegründung darauf hingewiesen wurde, dass die EEG-Vergütung in der konkreten Konstellation ausgeschlossen werden könnte. In dem Fall der Managementprämie lässt schon das Gesetz selbst Raum für Korrekturen der Vergütung – ein sehr viel eindeutigerer und offensichtlicherer Hinweis. Auch in Fällen, in denen es um Steuerbefreiungen geht, die befristet sind und für die ein Überprüfungsvorbehalt von vornherein festgelegt ist, nimmt das BVerfG kein schutzwürdiges Vertrauen an.¹⁹

Für die verfassungsrechtliche Zulässigkeit spricht weiterhin, dass mit der Kürzung der Managementprämie lediglich eine Überförderung abgebaut werden soll, indem die für die Berechnung der Managementprämie zugrunde gelegten Kosten für den Profilservice an die

¹⁵ Siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage, 2009, S. 16; *Lehnert* in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 3. Aufl. 2011, § 21 Rn. 43 ff.

¹⁶ BVerfG NVwZ-RR 2010, S. 907 Rn. 42.

¹⁷ BVerfG ZUR2009, S. 263.

¹⁸ Vgl. BVerfGE 30, 272 (287).

¹⁹ BVerfG NVwZ-RR 2011, S. 379.

gesunkenen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber angepasst werden. Die mit der Direktvermarktung verbundenen Kosten sollen weiterhin durch die Managementprämie abgedeckt werden. Vor diesem Hintergrund können auch generell die Interessen der Allgemeinheit für eine Kürzung der Managementprämie vorgebracht werden. Wenn die Managementprämie nämlich weiterhin in gleicher Höhe ausgezahlt würde, würden diese Mehrkosten, die für eine Direktvermarktung nicht notwendig sind, die EEG-Umlage und damit letztlich die Stromlieferanten und die Letztverbraucher belasten.

Gegen eine Schutzwürdigkeit des Vertrauens im Hinblick auf eine Kürzung der Managementprämie spricht schließlich, dass die Anlagenbetreiber nicht ausschließlich auf die Direktvermarktung mit Marktprämie festgelegt, sondern grundsätzlich auch monatlich in die EEG-Festvergütung wechseln könne (siehe § 33d EEG). Allerdings ist dabei zu beachten, dass die Anlagenbetreiber im Vertrauen auf die Marktprämie länger laufende Verträge über die Direktvermarktung abgeschlossen haben können, die einen kurzfristigen Wechsel in die EEG-Vergütung ausschließen.

e) Grenzen der Kürzung der Managementprämie aus dem Vertrauensschutzgrundsatz

Vor allem aufgrund der eindeutigen gesetzlichen Anordnung einer Kürzung der Managementprämie ist eine zwischenzeitliche Kürzung der Managementprämie grundsätzlich verfassungsrechtlich zulässig. Fraglich könnte allerdings sein, ob sich jedenfalls bestimmte Grenzen für die Zulässigkeit einer Kürzung der Managementprämie ergeben können.

Im Hinblick auf inhaltliche Schranken dürfte das Vertrauen jedenfalls soweit geschützt sein, dass eine vollständige Abschaffung der Managementprämie nur schwerlich mit dem Vertrauensschutzgrundsatz vereinbar sein dürfte. Dies dürfte auch die Fälle umfassen, die einer faktischen Abschaffung der Marktprämie entsprechen, also etwa eine Absenkung auf einen Wert nahe Null bzw. einen Wert, der eine Kostendeckung für die Direktvermarktung in keinem Fall mehr möglich macht. Insofern dürfte einer sachlichen Begründung einer Kürzung der Marktprämie eine besondere Bedeutung zukommen.

Im Hinblick auf eine zeitliche Anpassung der Managementprämie ist zu berücksichtigen, dass Anlagenbetreiber und Vermarkter überwiegend länger laufende vertragliche Vereinbarungen zur Direktvermarktung mit Marktprämie geschlossen haben. Diese Verträge müssten bei einer Kürzung der Marktprämie angepasst werden, was eine gewisse Zeitdauer benötigt. Diese vertraglichen Anpassungen, in denen insbesondere die Aufteilung der Kürzung auf die Beteiligten zu regeln ist, sollte den Anlagenbetreibern wohl vor dem Hintergrund des Vertrauensschutzes auch ermöglicht werden. Im Hinblick auf die im Gesetz angeordnete Möglichkeit einer Kürzung der Managementprämie durch Verordnung ist schließlich auch zu

berücksichtigen, dass eine entsprechende Verordnung aufgrund der erforderlichen Verfahrensschritte (Länder- und Verbändeanhörung, Kabinettbefassung, Einbringung in den Deutschen Bundestag, Zustimmung durch den Deutschen Bundestag) eine längere Verfahrensdauer benötigt und daher allein durch den regelmäßigen Gang des Verfahrens in der Regel bereits ein gewisser zeitlicher Vorlauf gewährleistet wird.

f) Art. 12 Abs. 1 GG (Berufsfreiheit)

In Bezug auf Art. 12 GG würde sich keine andere Bewertung ergeben, da es, sofern man einen Eingriff annehmen würde, im Rahmen der Verhältnismäßigkeit zu der gleichen Abwägung zwischen den Interessen der Anlagenbetreiber und des Gesetzgebers käme.

g) Ergebnis

Das Vertrauen der Anlagenbetreiber in den Fortbestand der im EEG in der Fassung vom 1. Januar 2012 enthaltenen Managementprämie ist grundsätzlich nicht schutzwürdig. Allerdings sollten gewisse inhaltliche und zeitliche Schranken bei einer Kürzung der Managementprämie im Verordnungswege berücksichtigt werden.

7. Verordnungsermächtigung

Eine Kürzung der Managementprämie könnte im Verordnungswege umgesetzt werden. § 64f Nr. 3 EEG sieht vor, dass die Bundesregierung durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates „für die Berechnung der Marktprämie nach § 33g die Höhe der Managementprämie („PM“) abweichend von den Nummern 2.1.2, 2.2.3, 2.3.4 oder 2.4.3 der Anlage 4“ regeln kann. Die Änderung der Höhe der Managementprämie kann auch ausdrücklich auch auf die Anlagen beziehen, „die bereits vor dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung erstmals die Marktprämie in Anspruch genommen haben“.

IV. Option: Schaffung von Anreizen zur Verbesserung der Fernsteuerbarkeit der Anlagen

1. Hintergrund

Die bisherigen Erfahrungen im Rahmen der Marktprämie haben gezeigt, dass eine direkte Steuerungsmöglichkeit von Windenergieanlagen, die ihren Strom im Rahmen der Marktprämie direkt vermarkten, bisher nur für einen kleinen Anteil der Anlagen gegeben ist. Die Steuerungsmöglichkeit dieser Anlagen stellt jedoch eine zentrale Voraussetzung dar, um die angestrebten Nutzenwirkungen der Marktprämie zu realisieren. Aus diesem Grunde sollen nachfolgend Möglichkeiten aufgezeigt werden, wie im Rahmen der Marktprämie und der Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien zusätzliche Anreize geschaffen werden können, um eine flächendeckende Steuerbarkeit der Anlagen zu realisieren.

Die Einführung der Marktprämie hat bereits dazu geführt, dass Direktvermarkter beginnen, in den Aufbau einer solchen Infrastruktur zu investieren. Wenn der Gesetzgeber diesen Prozess jedoch beschleunigen will und davon ausgeht, dass ein großer Anteil der Anlagen mittelfristig nicht steuerbar ist, bestehen folgende Möglichkeiten, zusätzliche Anreize für einen Aufbau dieser Infrastruktur zu setzen.

2. Status quo des Ausbaus der Fernsteuerinfrastruktur und künftige Durchdringung

Für Direktvermarkter und Anlagenbetreiber ergeben sich durch die Errichtung der Fernsteuerinfrastruktur zwei Vorteile. Bei einer Online-Erfassung der IST-Daten lassen sich die Prognosen deutlich verbessern. Dies bedingt auch, dass zunehmend Händler in den Intra-Day-Markt gehen. Der zweite Vorteil ist eine Reaktion auf negative Marktpreise. Bei der Fernsteuerbarkeit ist die Infrastruktur kaum vorhanden. Vermutlich sind bisher weniger als 2 GW der Windanlagen steuerbar (einige Akteure haben bereits steuerbare Anlagen, darunter alle Offshore-Anlagen). Aktuell umgerüstet sind bis jetzt vermutlich nur sehr wenige Anlagen. Die Erwartung ist, dass innerhalb der nächsten Monate zusätzlich zwischen 1 und 2 GW steuerbar sein werden. Die Erwartung der Marktakteure ist auch, dass sich der Anteil der steuerbaren Anlagen dann durch den Zubau neuer Anlagen und insbesondere auch durch die Anforderungen des Strommarktes (d.h. dem Auftreten von negativen Marktpreisen) erhöht.

Aus unseren Analysen zu negativen Marktpreisen kann man ableiten, dass 2012 vermutlich noch wenig schaltbare erneuerbaren Leistung (1 bis 2 GW) ausreichen wird, um negative Marktpreise zu verhindern. Der Bedarf wird dann vornehmlich durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien bestimmt und steigt entsprechend an. Nach der Mittelfristprognose des EEG liegt die installierte EEG-Leistung 2016 bei knapp 92 GW (Wind,

PV und Biomasse). Unsere konservativen Abschätzungen weisen einen Bedarf an schaltbarer Leistung von max. 20 GW in 2016 aus. Verbesserungen bei der Anbindung an angrenzende Staaten sowie Veränderungen beim Reservemarkt und flexiblere neue Kraftwerke, die niedrigere Minimalleistungen fahren können, führen dazu, dass die schaltbare Leistung auch geringer ausfallen kann. Die Wetterbedingungen spielen ebenfalls eine große Rolle.

Diese zusätzliche schaltbare Leistung könnte allein durch die neu zugebauten EEG-Anlagen bereitgestellt werden, wenn die neuen Anlagen über eine Fernsteuerbarkeit verfügen. Geht man für Wind von ca. 3 GW steuerbare Anlagen in 2012 (Bestand und Nachrüstung) und einer Steuerbarkeit aller neuen Anlagen bis 2016 aus, dann sind im Jahr 2016 ca. 15 GW von dann 42 GW steuerbar. Bei PV ist die Realisierung einer Steuerbarkeit deutlich einfacher. Geht man davon aus, dass ein Großteil der Anlagen in der Direktvermarktung steuerbar sein wird und ca. 5 % der PV-Leistung in die Direktvermarktung geht, dann sind weitere 2 GW Leistung steuerbar. Dazu kommen Anlagen auf Biomassebasis, die nachgerüstet werden müssten. In Summe wären dann die notwendigen ca. 20 GW an erneuerbarer Leistung schaltbar. Wird der starke PV-Zubau realisiert, der in der EEG-Mittelfristprognose unterstellt wird, sollte ggf. noch etwas mehr Leistung bei der PV schaltbar sein, da die Abschaltung von Windanlagen z.T. nicht ausreichend sein kann.

Neben der Sicht auf negative Preise spielt auch die Frage der technischen Notwendigkeit einer Nachrüstung eine Rolle. Durch die erfassten Informationen wird ein nachhaltiges Handeln erst möglich, da der Vermarkter nur dadurch einen realen Überblick über das vermarktete Portfolio und dessen Zustand erhält. Diese Informationen helfen bei der Verbesserung der Intra-Day-Prognose, ermöglichen die Reaktion auf unerwartete Anlagenzustände, informieren über Wartung und senken dadurch den Bedarf an Regelenergie. Bei der Fernsteuerung der Erzeugungsanlagen stellt sich daher die Frage, ob Marktteilnehmer bei stärker werdender Durchdringung der Erneuerbaren Energien ein gewisses Maß an Kontrolle über ihr Portfolio haben sollen oder nicht. Wenn die EE-Erzeuger zukünftig mehr Einspeiseverantwortung übernehmen sollen, muss der Vermarkter auch in der Lage sein, die Einspeisung zu beeinflussen. Damit sollten aus systemtechnischer Sicht alle Anlagen vermessen und möglichst auch gesteuert werden können.

3. Inhaltliche Ausgestaltung

Als mögliche Umsetzung bietet sich eine Kombination aus allgemeiner Absenkung der Managementprämie und Erhalt eines Bonus – was faktisch zu einer geringeren Absenkung der Managementprämie führt – bei Einhaltung der technischen Voraussetzungen an. Damit könnte die Höhe der Degression der Marktprämie in den nächsten Jahren von der Einhaltung der technischen Voraussetzungen abhängig gemacht werden.

Je nach lokalen Verhältnissen und Gegebenheiten kostet die Anbindung einzelner Windanlagen zwischen einigen hundert bis zu über eintausend Euro (siehe dazu unten unter IV.4.). Bei einer Differenzierung der Managementprämie um z.B. 0,5 €/MWh entspricht dies bei einer 1-MW-Anlage mit 1.500 Volllaststunden einem zusätzlichen Ertrag von ca. 750 €/a. Es ist daher davon auszugehen, dass sich durch diese Differenzierung der Managementprämie eine flächendeckende Implementierung einer Steuerungsinfrastruktur für Wind- und PV-Anlagen, die in der Marktpremie vermarktet werden, realisieren lässt.

Es wird daher vorgeschlagen, bei der Kürzung der Managementprämie eine Differenzierung von 0,5 €/MWh für Wind- und PV-Anlagen vorzunehmen, wenn diese über eine technische Möglichkeit verfügen, die Anlagen aus der Ferne zu steuern (siehe Tabelle 6). In Anlehnung an den Vorschlag zur Kürzung der Managementprämie (s. oben unter II.) wird daher vorgeschlagen, für Anlagen, die steuerbar sind, eine Managementprämie von 7 €/MWh in 2013 zu zahlen. Für nicht steuerbare Anlagen wird eine Managementprämie von 6,5 €/MWh in 2013 empfohlen. Um den Anreiz für eine Errichtung von Steuereinrichtungen an den Wind- und PV-Anlagen noch stärker zu erhöhen, wäre es aber auch denkbar, die Managementprämie für nicht steuerbare Anlagen (ohne technische Einrichtungen) noch stärker abzusenken. Zudem wäre eine zeitliche Begrenzung des Bonus` auf z.B. drei oder fünf Jahre grundsätzlich denkbar.

Tabelle 6: Anpassung der Managementprämie in Abhängigkeit der Steuerbarkeit der Anlagen für Wind- und PV-Anlagen

Jahr	Derzeitige Managementprämie	Kürzungsvorschlag	Managementprämie (wenn Anlagen nicht steuerbar)	Bonus bei Steuerbarkeit	Managementprämie (wenn Anlagen steuerbar)
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
2013	10	6,7	6,5	0,5	7
2014	8,5	5,2	5	0,5	5,5
2015	7	3,7	3,5	0,5	4,0

Quelle: eigene Berechnungen

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es ausreichend, wenn ein Großteil der in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen steuerbar ist, um auf Marktpreise zu reagieren. Die Anbindung von Windanlagen ist dabei auch von den lokalen Gegebenheiten abhängig. Bei einem Teil insbesondere älterer Anlagen wird die Anbindung schwieriger zu realisieren sein als bei neueren Anlagen. Ziel der vorgeschlagenen Differenzierung ist daher eine annähernd kostenneutrale Ausgestaltung im Vergleich zum Vorschlag zur Kürzung der

Managementprämie. Gleichzeitig wird jedoch ein Anreiz geschaffen, bei den am besten geeigneten Anlagen eine Steuerbarkeit zu realisieren. Für 2014 und 2015 wird eine gleichbleibende Differenzierung vorgeschlagen, jedoch mit niedrigeren Basissätzen. Damit bleibt der Anreiz bestehen, Wind- und PV-Anlagen mit der notwendigen Technik zur Steuerbarkeit auszustatten. Im Rahmen der nächsten EEG-Novelle kann dann der Anspruch auf die Marktprämie direkt an die Voraussetzung einer Steuerbarkeit der Anlagen geknüpft werden, so dass keine Differenzierung mehr notwendig ist.

Für die rechtliche Umsetzung kann als Parallele auf die bereits bestehenden Regelungen in § 6 Abs. 1 EEG zurückgegriffen werden, die über § 33c Abs. 2 Nr. 2 EEG ausdrücklich auch für Anlagen in der Direktvermarktung gelten.²⁰ § 6 Abs. 1 EEG enthält technische Vorgaben, die Anlagenbetreiber einhalten müssen, damit Netzbetreiber im Falle des Einspeisemanagements auf die Anlagen zugreifen können. Danach müssen Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

Diese Pflicht könnte so erweitert werden, dass im Falle der Direktvermarktung mit Marktprämie die Händler den Zugriff auf die EEG-Anlage erhalten und somit die Einspeisedaten abrufen können und die Anlage abregeln können. Über eine Parallele zu den bereits bestehenden Regeln in § 6 EEG könnte unter Umständen auch gewährleistet werden, dass Synergien genutzt werden können.²¹ Dabei sollten sich technische Lösungen entwickeln, die einen möglichst geringen Aufwand verursachen und bestehende technische Konzepte nutzen. Die Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit sollte dabei auch für sonstige Dritte (die nicht Händler sind, sondern beispielsweise Letztverbraucher) gegeben sein, damit diese auf negative Marktpreise reagieren können und auch das Netz gegebenenfalls entlastet werden kann.

Für eine einfache Abwicklung sollte die Regelung wohl bei den Anlagenbetreibern ansetzen, die die Vorhaltung der Einrichtungen zur Abregelung und zur Abrufung der Ist-Einspeisung dann gegenüber dem Netzbetreiber bei Geltendmachung der Marktprämie nachweisen müssten. Die Adressierung der „Vermarkter“, d.h. der Abnehmer des Stroms aus den EEG-Anlagen erscheint nur schwierig praktisch und rechtlich umsetzbar.

²⁰ Eine Übertragung der Regeln in § 6 Abs. 2 für PV-Anlagen unter 100 kW erscheint nicht sinnvoll, da diese Anlagen kaum in der Direktvermarktung sind und auch § 33c Abs. 2 Nr. 2 EEG lediglich auf die Vorgaben nach § 6 Abs. 1 verweist.

²¹ Zu prüfen wäre, ob auch eine Regelung für den Fall einer Konkurrenz des Zugriffs durch Direktvermarkter und Netzbetreiber notwendig ist. Eine solche Konkurrenzsituation könnte allerdings auch unter gegenwärtigen Bedingungen bereits vorkommen.

4. Kosten für die technische Fernsteuerbarkeit der Anlagen

Nach Informationen von Marktakteuren besteht bei Windenergieanlagen eine große Bandbreite für die Anbindungskosten (von einigen tausend Euro bis zu über 40.000 € pro Windpark). Die Bandbreite ist vor allem davon abhängig, ob bereits eine Kommunikation und eine zentrale Steuerungseinheit innerhalb des Windparks existiert oder ob diese noch geschaffen werden muss. Existiert bereits eine zentrale Steuerungseinheit, muss diese kommunikativ angesprochen werden können. Dabei hängen die Kosten von den örtlichen Begebenheiten ab, etwa ob eine Telefonleitung bereits vorhanden ist. Nach Angaben von Anlagenherstellern sind neben Telefonleitungen auch weitere zuverlässige Kommunikationsmöglichkeiten verfügbar (z.B. via Satellit). Darüber hinaus muss in der Regel der Anlagenhersteller eine Schnittstelle zur Verfügung stellen, um eine Anlagensteuerung zu erlauben (die Kosten für die Bereitstellung einer Schnittstelle durch den Anlagenhersteller können bereits einige tausend Euro ausmachen). Bei neuen Parks kann diese Schnittstelle bereits vorhanden sein. Bei neuen und großen Parks liegen die Kosten dann eher unter den genannten 1000 € pro Anlage; bei kleinen und älteren Parks entsprechend höher. Nachrüstungen werden dabei für die Anlagenparks insgesamt und nicht für jede Einzelanlage vorgenommen. Die entstehenden Kosten sind sehr vom Park und dessen Infrastruktur abhängig.

Grundsätzlich werden PV-Anlagen über den Wechselrichter angesprochen und gesteuert. Eine PV-Anlage besitzt häufig mehrere Wechselrichter. Am Markt sind Lösungen der Wechselrichterhersteller erhältlich, die eine Überwachung mehrerer Wechselrichter ermöglichen. Hier wird meistens von Überwachung, Ferndiagnose und Fernwartung gesprochen. Für Anlagen im urbanen Raum ist die Kommunikationsanbindung deutlich einfacher als bei Windanlagen. Bei Freiflächenanlagen sind die Randbedingungen ähnlich den Bedingungen bei Windparks. Die nachfolgend genannten Kosten der Fernsteuerung fallen zusätzlich an. Die Kosten für die Anbindung von Solaranlagen sind vermutlich deutlich geringer als bei Windanlagen. Eine Vielzahl an Anlagen wird per Fernwartung bereits online erfasst, so dass hier die Kosten für den Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur deutlich niedriger sind. In der Regel verwendet man hier DSL-Verbindungen. Auch die Kosten für die Bereitstellung einer Schnittstelle zur Anlagensteuerung sind vermutlich wesentlich geringer (Größenordnung ca. 2000 €). Für die Anbindung eines PV-Parks könnte daher wohl von maximal 5000 € pro Park ausgegangen werden. Die spezifischen Kosten hängen dann stark von der Größe des Parks ab.

5. Verordnungsermächtigung für die Einführung technischer Voraussetzungen

Fraglich ist, auf Grundlage welcher Verordnungsermächtigung zusätzliche technische Voraussetzungen für die Wahrnehmung der Marktprämie eingeführt werden könnten.

a) § 64f Nr. 3 EEG

Zu prüfen ist zunächst, ob die die Einführung technischer Voraussetzungen über die Verordnungsermächtigung für die Anpassung der Managementprämie in § 64f Nr. 3 EEG erfolgen kann. Die Norm ermächtigt die Bundesregierung zum Erlass einer Rechtsverordnung, die die Höhe der Managementprämie abweichend regelt; hierbei können verschiedene Werte für verschiedene Energieträger oder für Vermarktungen auf verschiedenen Märkten oder auch negative Werte festgesetzt werden. Ausdrücklich sieht § 64f Nr. 3 EEG die Einführung technischer Voraussetzungen wie der Fernsteuerbarkeit demnach nicht vor; direkt ermöglicht werden lediglich die Kürzung der Prämienhöhe und Differenzierungen nach Energieträger und Vermarktungsweg. Ob die Ermächtigungsgrundlage dahin ausgelegt werden könnte, dass auch Differenzierungen der Prämienhöhe nach der Fernsteuerbarkeit der Anlagen ermöglicht werden, kann im Hinblick auf die Verordnungsermächtigung nach § 64f Nr. 6 EEG dahinstehen.

b) § 64f Nr. 6 EEG

Nach § 64f Nr. 6 EEG können zur weiteren Verbesserung der Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien insbesondere finanzielle Anreize u.a. für Anlagenbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen für eine verbesserte Markt-, System- oder Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Verordnung geregelt werden. Im Rahmen der Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten der finanziellen Anreize kann u.a. auch geregelt werden, unter welchen Voraussetzungen für diesen Strom die Marktprämie nach § 33g EEG ganz oder teilweise in Anspruch genommen werden kann.

Über eine Verordnung nach § 64f Nr. 6 EEG könnte dann wohl auch geregelt werden, dass für Anlagenbetreiber in der Marktprämie ein finanzieller Anreiz in Höhe eines bestimmten Bonus besteht, wenn die technischen Voraussetzungen für einen Zugriff der Vermarkter auf die Anlagen erfüllt sind. Denn diese technischen Voraussetzungen dienen ja gerade der besseren Integration der Erneuerbaren Energien. Auch lässt § 64f Nr. 6 EEG es ausdrücklich zu, dass durch Verordnung geregelt werden kann, unter welchen Voraussetzungen die Marktprämie ganz oder teilweise in Anspruch genommen werden kann. Damit kann also auch die Geltendmachung der Managementprämie als ein Teil der Marktprämie von der Einhaltung der technischen Voraussetzungen zur Integration abhängig gemacht werden.

Selbst wenn man davon ausgeht, dass eine Kürzung der Marktprämie über die Ermächtigung in § 64f Nr. 6 EEG nicht möglich sein sollte, könnte man jedenfalls über eine Verordnung nach § 64f Nr. 3 die Managementprämie absenken. Gleichzeitig könnte man nach § 64f Nr. 6 EEG einen finanziellen Anreiz bei Einhaltung der technischen Voraussetzungen schaffen. Aus der Kombination aus Absenkung und Bonus bei Einhaltung der technischen

Voraussetzungen könnte die Höhe Marktprämie insgesamt dann gleich bleiben bzw. die Kürzung geringer ausfallen.