

Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach dem EEG 2014

Ein Überblick über den neuen Rechtsrahmen und die verschiedenen Optionen für die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien

Mit dem EEG 2014 wird die Fördersystematik von Strom aus Erneuerbaren Energien grundlegend geändert. Der Anspruch von Anlagenbetreibern auf eine feste Einspeisevergütung wird zur Ausnahme, die geförderte Direktvermarktung des Stroms an Dritte wird von der Option zum Regelfall. Auf diese Weise sollen die Erneuerbaren Energien weiter an den Markt herangeführt werden. Aber auch für die sonstigen Vermarktungs- bzw. Nutzungspfade von Strom aus Erneuerbaren Energien ändern sich die rechtlichen Rahmen-

bedingungen. Die bislang begünstigte Direktlieferung von Strom aus PV-Anlagen vor Ort (das „solare Grünstromprivileg“) wird im EEG 2014 nicht fortgeführt. Die in der Vergangenheit von der EEG-Umlage befreite Eigenversorgung wiederum wird künftig anteilig belastet, sofern keine Ausnahmeregelung einschlägig ist. Vor diesem Hintergrund gibt dieser Beitrag einen Überblick über die wesentlichen Änderungen und die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Vermarktung und Nutzung von Strom aus EEG-Anlagen.

EEG · Direktvermarktung · Direktlieferung · Eigenversorgung · Marktprämie

I. Einleitung

Zum 1.8.2014 ist das neue EEG in Kraft getreten. Nachdem bereits mit dem EEG 2012¹ umfassende Regelungen zur Direktvermarktung und Anreize für eine marktorientierte Fahrweise geschaffen worden waren², geht der Gesetzgeber mit dem EEG 2014³ nun den nächsten Schritt hin zur gewünschten Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Die Direktvermarktung des produzierten Stroms an Dritte wird von einer mit zusätzlichen finanziellen Anreizen verbundenen Option schrittweise zur Pflicht.

Dieser Schritt dient mehreren Zielen: Zum einen wird eine der von der *Europäischen Kommission* in den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 aufgestellten Bedingungen für die Europarechtskonformität von Beihilfen zur Förderung Erneuerbarer Energien⁴ umgesetzt, zum anderen soll die Neustrukturierung des Fördersystems ausweislich der Gesetzesbegründung eine Kostensenkung herbeiführen und die Marktintegration der Erneuerbaren Energien beschleunigen⁵.

Eine obwohl deutlich bedeutendere Veränderung der Fördersystematik steht der Erneuerbare-Energien-Branche allerdings erst noch bevor. Das EEG 2014 legt „den Grundstein“ für eine Ermittlung der Höhe des Förderanspruchs in Ausschreibungen.

II. Allgemeine Fördersystematik des EEG 2014

Statt der aus den Vorgängerfassungen bekannten Einspeisevergütung besteht nach dem EEG 2014 ein allgemeiner Förderanspruch für Strom aus Erneuerbaren Energien. Dies schlägt sich auch in der gewählten Terminologie nieder. Anstatt eines „Vergütungsanspruchs“, wie ihn noch § 16 EEG 2012 und § 16 EEG 2009⁶ formulierten, bzw. einer „Vergütungspflicht“ des Netzbetreibers, wie sie § 5 EEG 2004⁷ und § 3 EEG 2000⁸ vorsahen, hat ein Anlagenbetreiber künftig gem. § 19 EEG 2014 einen „Förderanspruch für Strom“.

Konkret soll dabei die Vermarktung im Marktprämienmodell gem. § 19 I Nr. 1 i.V.m. § 34 EEG 2014 der Regelfall der Förderung sein und der Anlagenbetreiber für seinen Strom neben dem auf dem Markt erzielten Preis eine gleitende Marktprämie erhalten. Ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung soll nur noch in den in den §§ 37 und 38 EEG 2014 normierten Ausnahmefällen bestehen.

§ 37 II EEG 2014 sieht eine schrittweise Einführung der Pflicht zur Direktvermarktung vor. Unmittelbar ab dem 1.8.2014 gilt diese nur für ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW⁹. Alle Neuanlagen mit einer Leistung von bis zu 500 kW können auch nach dem 31.7.2014 noch zwischen der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung wählen. Am 1.1.2016 sinkt diese Schwelle dann auf 100 kW¹⁰. Der Anspruch

* Dr. Steffen Herz und Dr. Florian Valentin sind Rechtsanwälte bei von Bredow Valentin Partnerschaft von Rechtsanwälten, Berlin. Die Autoren danken Frau *Lea Balzer*, wissenschaftliche Mitarbeiterin bei von Bredow Valentin, für ihre Mitwirkung an der Entstehung des Beitrags.

- 1 Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien v. 28.7.2011, BGBl. I, 1634.
- 2 Vgl. hierzu *Herz/Valentin*, EnWZ 2013, 16 f.
- 3 Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2014) ist zum Zeitpunkt der Erstellung des Beitrags noch nicht im Bundesgesetzblatt veröffentlicht worden. Eine nicht-amtliche Lesefassung des EEG in der ab dem 1.8.2014 geltenden Fassung (unter Zugrundelegung der *Bundestags-Beschlüsse* v. 27.6.2014 und 4.7.2014) ist abrufbar unter www.bmwi.de. Die nachfolgenden Gesetzeszitationen beziehen sich auf diese Fassung.
- 4 Danach sollen Betriebsbeihilfen für EEG-Anlagen lediglich als Prämie zusätzlich zu dem Marktpreis gewährt werden, zu dem der Betreiber den Strom direkt auf dem Markt verkauft; Mitteilung der *Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, Ziffer 3.3.2.1., ABIEG Nr. C 200, 1, 25, Rn. 124. Zweifel an der Europarechtskonformität der Leitlinien werden geäußert bei *Grabmayr u. a.*, Förderung erneuerbarer Energien und EU-Beihilferahmen: Insbesondere eine Untersuchung des Entwurfs der *Generaldirektion Wettbewerb* der *EU-Kommission* zu „Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen für die Jahre 2014–2020“, 67 ff. (abrufbar unter: www.stiftung-umweltenergierecht.de).
- 5 BT-Drs. 18/1304 (Vorabfassung), 133 f., wobei maßgebliches gesetzgeberisches Mittel zur Erreichung der angestrebten Kostensenkung nicht die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung ist, sondern die Konzentration auf kostengünstige Technologien, der Abbau festgestellter Überförderungen, das Streichen von Boni und die Festlegung von Ausbaukorridoren sowie die an die Erreichung dieser Korridore anknüpfenden Degressionssätze für Strom aus Biomasse, Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie nach §§ 28, 29 und 31 EEG 2014, vgl. ebd. 129 f., 132, 136 f.
- 6 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien v. 25.10.2008, BGBl. I, 2074.
- 7 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien v. 21.7.2004, BGBl. I, 1918.
- 8 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien v. 29.3.2000, BGBl. I, 305.
- 9 Entscheidend ist immer ausschließlich das Inbetriebnahmdatum der Anlage. Die Direktvermarktungspflicht greift immer nur für Anlagen, deren installierte Leistung die Leistungsschwelle übersteigt und die nach dem betreffenden Stichtag in Betrieb genommen worden sind.
- 10 Im Gesetzesentwurf v. 5.5.2014 (BT-Drs. 18/1304 – Vorabfassung) war in § 35 noch vorgesehen, dass eine Pflicht zur Direktvermarktung für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 250 kW ab dem 1.1.2016 und für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW erst ab dem 1.1.2017 besteht. Die Fristen wurden dann aber im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens verkürzt.

auf eine Einspeisevergütung bleibt somit langfristig nur für kleine Neuanlagen erhalten. Alle anderen werden den produzierten Strom entweder selbst oder mit Hilfe eines Direktvermarktungsunternehmers vermarkten müssen. Mit der Direktvermarktpflicht geht einher, dass sich auch das Vorgehen von Anlagen- und Netzbetreibern sowie Direktvermarktern in der Praxis ändern muss. War es bislang bei Neuanlagen üblich, zunächst mindestens zwei Monate lang die Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen und erst dann in die Direktvermarktung zu wechseln, wird zukünftig eine Direktvermarktung „ab der ersten Kilowattstunde“ erforderlich. Die entsprechenden Meldeprozesse bedürfen insoweit der Anpassung. Insbesondere müssen die Zählpunktbezeichnungen schon vor der ersten Einspeisung gegeben werden. Das ist bislang nicht stets der Fall.

Betreiber von Neuanlagen, die der verpflichtenden Direktvermarktung unterfallen, können allerdings die gegenüber dem eigentlichen Anspruch um 20 % verringerte Ausfallvergütung nach § 38 EEG 2014 in Anspruch nehmen. Zwar lässt sich der Gesetzesbegründung zu § 38 EEG 2014 entnehmen, dass mit der Ausfallvergütung keine Wahloption für die Anlagenbetreiber geschaffen werden sollte, sondern die Inanspruchnahme auf „Notfallsituationen“ wie insbesondere die Insolvenz eines Direktvermarktungsunternehmers begrenzt bleiben soll¹¹. Aus dem insoweit eindeutigen Wortlaut der Vorschrift folgt dies allerdings nicht. Netzbetreiber müssen dementsprechend im Fall der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung keine Erfüllung zusätzlicher Voraussetzungen prüfen oder die Erbringung von Nachweisen verlangen.

Vor dem 1.8.2014 in Betrieb genommene Bestandsanlagen können hingegen unabhängig von der Anlagengröße auch künftig frei wählen, ob sie den produzierten Strom direkt vermarkten oder die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen.

Zwar finden anders als noch nach dem EEG 2012, dessen § 66 einen grundsätzlichen Anwendungsvorrang des EEG 2009 für alle vor dem 1.1.2012 in Betrieb genommenen Anlagen normierte, die Regelungen des EEG 2014 dem Grunde nach unabhängig vom Datum der erstmaligen Inbetriebnahme gleichermaßen auf alle EEG-Anlagen Anwendung¹². Allerdings sind aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes in den §§ 100 ff. EEG 2014 zahlreiche Ausnahmen von diesem Anwendungsvorrang vorgesehen¹³. Im Hinblick auf die neue Fördersystematik und die verpflichtende Direktvermarktung ist dabei entscheidend, dass gem. § 100 I Nr. 6 EEG 2014 für Bestandsanlagen der Anspruch auf eine Einspeisevergütung unbeschränkt fortbesteht. Gemäß diesem findet nämlich § 37 II EEG 2014 auf vor dem 1.8.2014 in Betrieb genommene Anlagen keine Anwendung. Für Bestandsanlagen gilt demnach uneingeschränkt der Grundsatz des § 37 I EEG 2014, wonach Anlagenbetreiber für den Strom, den sie dem jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung stellen, eine Einspeisevergütung verlangen können¹⁴.

Nimmt ein Betreiber einer Bestandsanlage allerdings die Option wahr, den von ihm produzierten Strom direkt zu vermarkten, hat er wegen des grundsätzlichen Anwendungsvorrangs des EEG 2014 die dort für die Inanspruchnahme der Marktprämie vorgesehenen, im Vergleich zum EEG 2012 geänderten Voraussetzungen zu erfüllen. Die Bestimmungen des EEG 2014 verdrängen insoweit die §§ 33a ff. EEG 2012, die die Direktvermarktung bis zum 31.7.2014 regelten.

III. Direktvermarktung nach dem EEG 2014

Das EEG 2014 sieht zwei verschiedene Formen der Direktvermarktung vor: die geförderte Direktvermarktung im Marktprämienmodell und die sonstige Direktvermarktung. Ersatzlos ge-

strichen wurde das sog. Grünstromprivileg nach § 39 EEG 2012, das Energieversorgungsunternehmen bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen eine Reduzierung der EEG-Umlage ermöglicht hatte¹⁵.

Dabei ist gem. § 20 II EEG 2014 wie bereits nach § 33 f. EEG 2012 auch eine anteilige Inanspruchnahme der verschiedenen Förderoptionen, z. B. je hälftige Aufteilung des produzierten Stroms auf eine Vermarktung im Marktprämienmodell und eine sonstige, ungeforderte Direktvermarktung, grundsätzlich zulässig¹⁶.

1. Voraussetzungen der Marktprämie

Die §§ 34 und 35 EEG 2014 formulieren verschiedene, den Vorgaben des EEG 2012 im Wesentlichen vergleichbare Voraussetzungen im Hinblick auf Meldefristen, Messung und Bilanzierung des Stroms für eine geförderte Direktvermarktung bzw. die Inanspruchnahme der Marktprämie.

Neu ist allerdings, dass für einen Anspruch auf die Marktprämie die betreffende Anlage grundsätzlich fernsteuerbar i. S. d. § 36 EEG 2014 sein muss.

a) Meldefristen, Messung, Bilanzierung und sonstige Voraussetzungen

Voraussetzung für einen Anspruch auf die Marktprämie ist gem. § 34 I EEG 2014, dass der Strom direkt vermarktet, tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen wird.

Direktvermarktung i. S. d. § 34 I EEG 2014 ist dabei gemäß der neuen Definition in § 5 Nr. 9 EEG 2014 „die Veräußerung von Strom aus Erneuerbaren Energien [...] an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet.“ Eine Vermarktung vor Ort ohne Nutzung des Netzes der Allgemeinen Versorgung ist keine Direktvermarktung im Sinne des EEG. Daneben stellt die Definition klar, dass Voraussetzung für eine Direktvermarktung die Veräußerung ist. Eine kostenlose Abgabe des Stroms an einen Dritten begründet demnach keinen Anspruch auf die Marktprämie. Diese Anforderungen entsprechen den bisherigen Vorgaben des EEG 2012¹⁷.

Auch im Übrigen bleiben die Voraussetzungen für eine Inanspruchnahme der Marktprämie im Wesentlichen unverändert. So ist weiterhin Voraussetzung, dass für den direkt vermarkteten Strom keine vermiedenen Netzentgelte nach § 18 I 1

¹¹ BT-Drs. 18/1304 (Vorabfassung), 211.

¹² Anders als im EEG 2012 war in § 66 I EEG 2009 ebenfalls ein solcher Anwendungsvorrang vorgesehen gewesen und dieses grundsätzlich auf alle vor seinem Inkrafttreten in Betrieb genommenen Anlagen anwendbar. Der Gesetzgeber kehrt somit mit dem EEG 2014 wieder zu der damals verfolgten Systematik zurück, wobei der Anwendungsvorrang des EEG 2014 auch für vor dem 1.1.2012 in Betrieb genommene Anlagen am 26.6.2014 und somit einen Tag vor der Beschlussfassung durch den Bundestag über das EEG 2014 überhaupt erst vom Ausschuss für Wirtschaft und Energie vorgeschlagen worden war (vgl. BT-Drs. 18/1891, 113 – Vorabfassung).

¹³ Auch hier besteht eine Parallele zu § 66 EEG 2009, der ebenfalls eine Reihe Ausnahmen für vor Inkrafttreten des EEG 2009 in Betrieb genommene Anlagen vorsah.

¹⁴ Die Höhe der Vergütung richtet sich dabei gem. § 100 I Nr. 4 und Nr. 10 lit. d) EEG 2014 nach den Vergütungssätzen, die im Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage galten.

¹⁵ Vgl. zum Grünstromprivileg nach dem EEG 2012: Herz/Valentin, EnWZ 2013, 16 (18 f.); Wustlich/Müller, ZNER 2011, 380 (392 f.). Zum Grünstromprivileg nach dem EEG 2009: Gabler, REE 2011, 68 ff.

¹⁶ Ursprünglich wollte der Gesetzgeber die Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung ausschließen, vgl. § 20 II des Gesetzesentwurfs v. 5.5.2014 (BT-Drs. 18/1304 – Vorabfassung).

¹⁷ Nach dessen § 33a EEG war ebenfalls Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie, dass eine Veräußerung von Strom an Dritte ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung erfolgte.

StromNEV¹⁸ in Anspruch genommen werden¹⁹ und der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien bilanziert wird, der ebenfalls im Marktprämienmodell vermarktet wird²⁰.

Im Hinblick auf die Bilanzierungspflichten stellt der neue § 35 Nr. 3 lit. b) allerdings nunmehr klar, dass der Anspruch auf die Marktprämie dann nicht entfällt, wenn Strom in den Bilanzkreis eingestellt wird, der nicht im Marktprämienmodell vermarktet worden ist, wenn dies nicht vom Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist. Hieraus folgt insbesondere, dass es dem Anspruch auf die Marktprämie nicht entgegensteht, wenn vom Übertragungsnetzbetreiber Ausgleichsenergie²¹ in den Marktprämienbilanzkreis eingestellt wird. Zwar könnte in diesem Zusammenhang grundsätzlich argumentiert werden, dass der Bilanzkreisverantwortliche oder der Anlagenbetreiber die Erforderlichkeit der Einstellung von Ausgleichsenergie unter Umständen durchaus zu vertreten haben können, etwa wegen der Übermittlung unzutreffender Fahrpläne. Ausweislich der Gesetzesbegründung soll § 35 Nr. 3 lit. b) EEG 2014 aber gerade die Einstellung von Ausgleichsenergie erfassen²². Um diesem Willen des Gesetzgebers gerecht werden zu können, ist das „Vertretenmüssen“ i.S.d. § 35 Nr. 3 lit. b) EEG 2014 zur Überzeugung der Autoren so auszulegen, dass dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zumindest Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit vorzuwerfen sein muss. Ein Anspruch auf die Marktprämie besteht für den als Ausgleichsenergie eingestellten Strom freilich nicht.

Aufgrund des Systemwechsels zur Direktvermarktung als Regelfall logischer Weise nicht mehr zu erfüllen ist die im EEG 2012 noch vorgesehene Voraussetzung²³, dass für den direkt vermarkteten Strom dem Grunde nach ein Anspruch auf eine Vergütung nach dem EEG bestehen muss.

Eine weitere Anforderung aus dem EEG 2012²⁴ ist im EEG 2014 nicht mehr zu finden: Das Erfordernis der Messung und Bilanzierung der gesamten Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung (sog. registrierende Leistungsmessung). Insoweit stellt sich zukünftig in letzter Konsequenz die Frage, ob Anlagen dann im Standardlastprofil vermarktet werden dürfen. Dies dürfte kaum im Sinne des Gesetzgebers sein. Zu den Gründen für den Verzicht auf diese Anforderung im EEG 2014 schweigt die Gesetzesbegründung aber.

Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Formen der Direktvermarktung und der Einspeisevergütung ist gem. § 20 I EEG 2014 wie auch bereits nach dem EEG 2012 immer zum ersten Kalendertag eines Monats möglich, sofern der Wechsel der Veräußerungsform dem Netzbetreiber vor Ablauf des Vormonats mitgeteilt wurde²⁵. Etwas anderes gilt bei der sog. Ausfallvermarktung nach § 38 EEG 2014. Da die Ausfallvermarktung als „Notfalloption“ für zur Direktvermarktung verpflichtete Anlagenbetreiber konzipiert ist, muss hier auch ein kurzfristigerer Wechsel möglich sein. Dem wird der Gesetzgeber in § 21 I EEG 2014 gerecht. Dort ist festgelegt, dass ein Wechsel in die Ausfallvermarktung hinein oder aus der Ausfallvermarktung heraus immer bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats fristwährend angezeigt werden kann. Allerdings gilt auch hier, dass der Wechsel nur zum 1. Kalendertag eines Monats möglich ist.

Ein Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers ist im Übrigen gem. § 20 III Nr. 1 EEG 2014 jederzeit möglich. Diese Regelung hat zunächst klarstellende Funktion. § 20 I EEG 2014 trifft nur Vorgaben im Hinblick auf den Wechsel der Veräußerungsform. Einem Wechsel des Stromabnehmers zu jedem beliebigen Zeitpunkt stehen weder die §§ 19 ff. noch die §§ 34 ff. EEG 2014 entgegen. Unklar ist in dem Zusammenhang noch, nach wel-

chen Marktprozessen der Wechsel eines Direktvermarktungsunternehmers erfolgen soll. Die derzeit geltende Festlegung von Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom) der *BNetzA* enthält keine Ausnahmen von der dort vorgesehenen Frist von einem Monat²⁶. Allerdings hat die *BNetzA* bereits ein Verfahren zur Änderung der Wechselformen eröffnet²⁷.

Ferner bleibt es wie bereits im EEG 2012 auch nach dem EEG 2014 dabei, dass gem. § 25 II Nr. 3 EEG 2014, der gesamte über dieselbe Messeinrichtung abgerechnete Strom aus mehreren Anlagen entweder direkt vermarktet oder für diesen insgesamt die Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden muss. Ein Verstoß gegen diese Vorgabe, führt zu einer Verringerung des anzulegenden Werts auf den Monatsmarktwert und somit zu einem Entfallen der Förderung²⁸. Der Anlagenbetreiber erhält in diesem Fall allerdings weiterhin die mit seinem Direktvermarktungsunternehmer bzw. seinem Stromabnehmer vereinbarte Vergütung.

b) Fernsteuerbarkeit

Gem. § 35 Nr. 2 EEG 2014 ist weiterhin Voraussetzung für den Erhalt der Marktprämie, dass die betreffende Anlage fernsteuerbar i.S.d. § 36 EEG 2014 ist.

Die Voraussetzung der Fernsteuerbarkeit war ursprünglich mit der MaPrV²⁹ im November 2012 eingeführt worden. Mit der MaPrV war damals zum 1.1.2013 die Managementprämie für Windenergie- und PV-Anlagen verringert worden. Die Kürzung fiel allerdings geringer aus, wenn die Anlage fernsteuerbar war. Dann bestand ein Anspruch auf einen zusätzlichen „Fernsteuerbarkeitsbonus“ von 0,1 ct/kWh³⁰.

In § 36 EEG 2014 wird die Voraussetzung der Fernsteuerbarkeit der Anlage aus der für Wind- und PV-Anlagen geltenden MaPrV nun im Wesentlichen unverändert übernommen und zur verpflichtenden Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie für alle neuen EEG-Anlagen³¹. Die Pflicht zur Herstellung der Fernsteuerbarkeit besteht dabei gem. § 35 2 EEG 2014 in zeitlicher Hinsicht mit Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats. Hintergrund ist, dass den Anlagenbetreibern nach der Inbetriebnahme zumindest ein gewisser zeitlicher Spielraum gewährt werden soll, die Fernsteuerbarkeit technisch herzustellen.

18 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen v. 25.7.2005, BGBl. I, 2225.

19 § 35 Nr. 1 EEG 2014.

20 § 35 Nr. 3 lit. a) EEG 2014.

21 Bei Ausgleichsenergie handelt es sich in aller Regel um Strom aus konventionellen Kraftwerken, der die sonstigen Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Marktprämie nicht erfüllt.

22 BT-Drs. 18/1304 (Vorabfassung), 207 f.

23 § 33c II Nr. 1 lit. a) EEG 2012.

24 § 33c II Nr. 3 EEG 2012.

25 D. h., wenn bspw. zum 1. Oktober in die geförderte Direktvermarktung gewechselt werden soll, ist dies dem Netzbetreiber bis spätestens zum 31. August mitzuteilen.

26 Ziffer 3 lit. c) der Festlegung v. 29.10.2012 – BK6-12-153.

27 Eine entsprechende Pressemitteilung findet sich auf der Website der *BNetzA*.

28 Dies folgt aus der Berechnungsformel für die Marktprämie in Anlage 1 zum EEG 2014. Gemäß deren Ziffer 1.2 berechnet sich die Marktprämie aus dem anzulegenden Wert abzüglich des Monatsmarktwerts. Reduziert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert, folgt hieraus rechnerisch, dass die Marktprämie dann 0 ct/kWh beträgt. Bei einer Verringerung des anzulegenden Wertes auf „null“ geschieht im Übrigen derzeit nichts anderes, da die Marktprämie gem. Nr. 1.2 der Anlage 1 zum EEG 2014 nicht negativ werden kann, siehe hierzu aber unten Fn 36.

29 Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie v. 2.11.2012, BGBl. I, 2278.

30 vgl. *Herz/Valentin*, EnWZ 2013, 16 (18).

31 vgl. zur Rechtslage nach der MaPrV *Breuer*, REE 2013, 81 ff.

Die Pflicht zur Herstellung der Fernsteuerbarkeit trifft dabei wegen des grundsätzlichen Anwendungsvorrangs des EEG 2014 nicht nur Neuanlagen, sondern auch alle Bestandsanlagen, wenn der produzierte Strom im Marktprämienmodell direkt vermarktet werden soll. Gem. § 100 I Nr. 5 EEG 2014 besteht insofern aber eine Übergangsfrist für die Nachrüstung bis zum 31.3.2015. Bestandsanlagen, die bis zum 1.4.2015 nicht fernsteuerbar sind, müssen allerdings spätestens zu diesem Zeitpunkt zurück in die Einspeisevergütung wechseln, um ihren Förderanspruch nicht zu verlieren. Ein Anspruch auf die Marktprämie besteht dann nicht mehr.

Eine Anlage ist i.S.d. § 36 I Nr. 1 EEG 2014 fernsteuerbar, wenn sie zum einen über die technischen Einrichtungen verfügt, die jederzeit ein Abrufen der jeweiligen Ist-Einspeisung und eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung ermöglichen. Zum anderen muss gem. § 36 I Nr. 2 EEG 2014 dem Direktvermarktungsunternehmer oder einer anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis eingeräumt werden, jederzeit die tatsächliche Ist-Einspeisung auch abzurufen und insbesondere die Einspeiseleistung zu reduzieren, sofern dies für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist. Einzig wenn eine jederzeitige Einspeisereduzierung nicht mit den genehmigungsrechtlichen Vorgaben der betreffenden Anlage vereinbar ist, soll eine Ausnahme von der Pflicht gelten, die Befugnis zur Abregelung der Einspeisung unumschränkt einzuräumen.

Nicht berücksichtigt hat der Gesetzgeber in diesem Zusammenhang, dass genehmigungsrechtliche Einschränkungen nicht der einzige einer jederzeitigen Abregelung entgegenstehende Grund sind. Gerade Biogasanlagen und Biomethan-BHKW verfügen oftmals neben dem Stromabnehmer auch über einen Abnehmer der in den KWK-Anlagen erzeugten Wärme und unterliegen auch insofern vertraglichen Lieferpflichten. Daneben verfügen Biogasanlagen nicht über unbegrenzte Wärme- und Gasspeicherkapazitäten. Vor diesem Hintergrund ist § 36 I Nr. 2 lit. b) EEG 2014 so auszulegen, dass dem Direktvermarktungsunternehmer das Recht zu einer jederzeitigen Reduzierung der Einspeiseleistung nur dann ohne Einschränkungen eingeräumt werden muss, wenn dem nicht zwingende Gründe entgegenstehen, die außerhalb der reinen Stromproduktion liegen. Andernfalls müssten gerade Bestands-Biogasanlagen, die grundsätzlich für eine flexible Stromproduktion geeignet sind und so zur Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien einen nicht unerheblichen Beitrag leisten können, spätestens zum 1.4.2015 wieder zurück in die Einspeisevergütung wechseln. Diese Folge würde dem vom Gesetzgeber im Rahmen des EEG 2014 verfolgten Ziel der Marktintegration der Erneuerbaren Energien in grundlegender Weise entgegenstehen.

2. Berechnung der Höhe der Marktprämie

Wesentlich vereinfacht hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2014 die Systematik bei der Berechnung der Marktprämie³².

Grundlage der Berechnung bildet der für die einzelnen Energieträger in §§ 40 ff. EEG 2014 festgesetzte „anzulegende Wert“, der dem „Vergütungssatz“ in den Vorfassungen des EEG entspricht.

Da die Direktvermarktung nach dem EEG 2014 der Regelfall ist und ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung nur noch in Ausnahmefällen besteht, wurde die nach dem EEG 2012 noch als „Direktvermarktungsbonus“ ausbezahlte Managementprämie, die im Wesentlichen die Vermarktungskosten abdecken und einen wirtschaftlichen Anreiz zum Wechsel in die Direktvermarktung geben sollte, in die anzulegenden Werte nach § 40 ff. EEG

2014 „eingepreist“. Ausweislich § 37 III EEG 2014 ging der Gesetzgeber dabei von einer einzupreisenden „Managementprämie“ in Höhe 0,2 ct/kWh bei steuerbaren Anlagen³³ und von 0,4 ct/kWh bei nicht steuerbaren Anlagen³⁴ aus. Um diese Summe reduziert sich nämlich der anzulegende Wert bei Anlagen, die eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen³⁵.

Die konkrete Berechnungsmethode für die Höhe der im Einzelfall auszahlenden Marktprämie ist in der Anlage 1 zum EEG 2014 festgelegt. Danach errechnet sich die Marktprämie durch einfache Subtraktion des Monatsmarktwerts von dem anzulegenden Wert der betreffenden Anlage. Der Monatsmarktwert für Strom aus steuerbaren Anlagen ist dabei gem. Ziffer 2.1 der Anlage 1 zum EEG 2014 entsprechend der Rechtslage nach dem EEG 2012 schlicht der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris³⁶. Für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie wird nach Ziffer 2.2 der Anlage 1 zum EEG 2014 ebenfalls wie bisher auf den Monatsmittelwert des Marktwertes von Strom aus Windenergieanlagen bzw. PV-Anlagen für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris zurückgegriffen. Anders als noch nach den Ziffern 2.2, 2.3 und 2.4 der Anlage 4 zum EEG 2012 wird bei der Berechnung dieses energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts künftig jedoch nicht mehr auf die tatsächlich in der betreffenden Stunde aus dem jeweiligen Energieträger erzeugte Menge Strom abgestellt, sondern auf von den Übertragungsnetzbetreibern diesbezüglich erstellte Online-Hochrechnungen. Diese Option bestand zwar grundsätzlich auch schon nach Ziffer 2 der Anlage 4 zum EEG 2012, war dort allerdings noch als Ausnahme für den Fall konzipiert, dass die tatsächlichen Erzeugungszahlen für einen der fluktuierenden Energieträger nicht rechtzeitig vorliegen. Ausweislich der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 wurde diese Option in der Vergangenheit aber von den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig genutzt, da die tatsächlichen Daten oftmals erst mit erheblichem Zeitverzug vorlagen. Demnach soll somit durch die Änderung nur der ohnehin schon seit längerem praktizierten Vorgehensweise Rechnung getragen werden³⁷.

Bei Bestandsanlagen erfolgt die Berechnung der Höhe der Marktprämie grundsätzlich auf Grundlage der gleichen Systematik. Anzulegender Wert bei Bestandsanlagen ist dabei gem. § 100 I Nr. 4 bzw. Nr. 10 EEG 2014 der im Zeitpunkt der Inbetriebnahme geltende Vergütungssatz. Da in diesen Vergütungssätzen die Managementprämie noch nicht „eingepreist“ ist, erhöht sich dieser anzulegende Wert im Falle einer Direktvermarktung gem. § 100 I Nr. 8 EEG 2014 bei PV- und Windenergieanlagen bis zum 31.12.2014 um 0,6 ct/kWh bei fernsteuerbaren Anlagen und 0,45 ct/kWh bei nicht fernsteuerbaren Anlagen. Ab dem 1.1.2015 reduziert sich die Erhöhung auf

³² Vgl. zur Systematik der Berechnung der Marktprämie im EEG 2012 *Herz/Valentin*, EnWZ 2013, 16 (17 f.).

³³ Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Biomasse und Geothermie.

³⁴ Wind- und PV-Anlagen.

³⁵ Vgl. auch BT-Drs. 18/1304 (Vorabfassung), 211.

³⁶ Nach der Gesetzesbegründung prüft die *Bundesregierung*, ob die Marktprämie grundsätzlich auch negativ sein kann und in diesem Fall ein Anspruch des Netzbetreibers gegen den Anlagenbetreiber bestehen soll. Dieser Fall ist denkbar, wenn der energieträgerspezifische Monatsmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt oder wenn der anzulegende Wert auf „null“ reduziert ist. In diesen Fällen müsste dann ggf. der Anlagenbetreiber Zahlungen an den Netzbetreiber für den eingespeisten Strom leisten. Eine solche Zahlungspflicht würde aber immer nur für Anlagenbetreiber bestehen, die den Strom im Marktprämienmodell vermarkten. Liegt der Monatsmarktwert dauerhaft über dem anzulegenden Wert, ist es aber ohnehin eine Option für den betreffenden Anlagenbetreiber, gänzlich auf eine Förderung nach dem EEG zu verzichten.

³⁷ BT-Drs. 18/1304 (Vorabfassung), 290.

0,4 ct/kWh bzw. 0,3 ct/kWh³⁸. Das heißt auch, dass für fernsteuerbare Windenergie- und PV-Anlagen zum 1.1.2015 die „Managementprämie“ im Vergleich zur noch nach § 2 II Nr. 3 MaPrV zu diesem Zeitpunkt vorgesehenen Reduzierung um zusätzliche 0,1 ct/kWh reduziert wird.

Bei Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie beträgt die „Managementprämie“ bis zum 31.12.2014 einheitlich 0,25 ct/kWh und ab diesem Zeitpunkt 0,2 ct/kWh. Auch dies stellt eine Reduzierung im Vergleich zu der nach Ziffer 2.1.2 der Anlage 4 zum EEG 2012 ab dem 1.1.2015 vorgesehenen Managementprämie in Höhe von 0,225 ct/kWh dar.

Auch künftig bleiben Reduzierungen darüber hinaus möglich. Gem. § 95 Nr. 3 EEG 2014 kann die *Bundesregierung* im Rahmen einer Verordnung die Höhe der „Managementprämie“ für Bestandsanlagen jederzeit neu festsetzen.

3. Definition Direktvermarktungsunternehmer

Neu in § 5 Nr. 10 EEG 2014 aufgenommen wurde die Definition des Direktvermarktungsunternehmers als „juristische oder natürliche Person, die von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien [...] beauftragt ist oder Strom aus Erneuerbaren Energien [...] kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein“.

Relevanz erlangt diese Definition allerdings nur dahingehend, dass Direktvermarktungsunternehmer künftig in § 81 IV EEG 2014 als mögliche Verfahrenspartei in Verfahren vor der *Clearingstelle EEG* aufgeführt werden. Zwar wird die Begrifflichkeit des „Direktvermarktungsunternehmers“ darüber hinaus auch in § 36 EEG 2014, der die Voraussetzung für eine Fernsteuerbarkeit regelt, und in § 20 III Nr. 1 EEG 2014, nach dem ein Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers jederzeit zulässig ist, verwendet. Dort erlangt sie aber keine eigenständige Bedeutung.

4. Sonstige Direktvermarktung

Neben der geförderten Direktvermarktung sieht § 20 I Nr. 2 EEG 2014 noch die sonstige Direktvermarktung vor. Diese wird im EEG 2014 nicht näher definiert. In Abgrenzung zur geförderten Direktvermarktung handelt es sich dabei um jede Form der Stromvermarktung, für die keine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird, die aber zugleich die Voraussetzungen der Definition der Direktvermarktung in § 5 Nr. 9 EEG 2014 erfüllt. Es muss sich also um die Veräußerung von Strom an einen Dritten handeln und der Strom muss in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

Die Nennung der sonstigen Direktvermarktung als Veräußerungsform in § 20 I Nr. 2 EEG 2014 dient dabei wohl im Wesentlichen der Klarstellung, dass Anlagenbetreiber auch eine nicht vom EEG 2014 geförderte Vermarktungsform wählen können, ohne dadurch die sonstigen Privilegien als EEG-Anlage zu verlieren, wie z. B. das Recht auf vorrangige physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung des produzierten Stroms nach § 11 I EEG 2014. Praktisch wird dies insbesondere dann relevant, wenn nach Ablauf der auf 20 Jahre begrenzten Förderdauer die Anlage weiterbetrieben und der Strom eingespeist und vermarktet werden soll.

5. Entfallen der Förderung bei negativen Strompreisen

Kurz vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens wurde mit § 24 EEG 2014 eine Regelung aufgenommen, nach welcher die Förderung sowohl bei Inanspruchnahme der Marktprämie als

auch der Einspeisevergütung entfällt, wenn der Strompreis am Spotmarkt der Börse EPEX SE in Paris in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Auch dies dient der Erfüllung der Vorgaben der *Europäischen Kommission* in ihren Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, in denen eine solche Regelung gefordert wird³⁹.

Gem. § 24 III EEG 2014 gilt dies allerdings nur für nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommene Anlagen, die eine installierte Leistung von mehr als 500 kW bzw. 3 MW bei Windenergieanlagen aufweisen.

6. Einführung eines Marktmodells zur Grünstromvermarktung

Das Doppelvermarktungsverbot in § 80 EEG 2014 schließt es aus, im Marktprämienmodell vermarkteten Strom gegenüber Endkunden als „Grünstrom“ auszuweisen. Die Grünstromeigenschaft wird schließlich durch den Endkunden bereits mittels Zahlung der EEG-Umlage abgegolten.

Nach dem Entfallen des Grünstromprivilegs besteht aber – abgesehen von der im Regelfall noch nicht wirtschaftlich darstellbaren sonstigen Direktvermarktung – für Energieversorgungsunternehmen keine Möglichkeit mehr, innerhalb des EEG die „grüne Eigenschaft“ des Stroms für Endkunden sichtbar zu machen. Gerade dies würde aber nach Auffassung des Gesetzgebers dem Zweck dienen, die allgemeine Akzeptanz für den Ausbau Erneuerbarer Energien noch weiter zu stärken⁴⁰.

Deswegen wurde mittels der Verordnungsermächtigung in § 95 Nr. 6 EEG 2014 der *Bundesregierung* nun grundsätzlich die Möglichkeit eröffnet, ein System zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien an Letztverbraucher einzuführen, das die Kennzeichnung des Stroms als „Strom aus erneuerbaren Energien“ ermöglicht. Ob der Verordnungsgeber von dieser Möglichkeit Gebrauch machen wird und welche Gestalt ein solches System annehmen würde, kann aktuell noch nicht beurteilt werden. Die Verordnungsermächtigung enthält ein „Sammelurium“ an möglichen Inhalten einer entsprechenden Verordnung.

IV. Direktlieferung

Die Direktlieferung von Strom aus EEG-Anlagen ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung an Dritte in räumlicher Nähe bleibt auch künftig in aller Regel von den netzbezogenen Entgelten und Abgaben⁴¹ sowie der Stromsteuer befreit⁴².

Nicht fortgeführt wird im EEG 2014 aber das sog. solare Grünstromprivileg nach § 39 III EEG 2012, nach dem sich die EEG-Umlage um 2,0 ct/kWh verringerte, wenn die Stromlieferung dezentral ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz ausschließlich mit Strom aus solarer Strahlungsenergie an einen Letztverbraucher in unmittelbarer räumlicher Nähe erfolgte. Bestandsschutz für bereits realisierte Direktliefermodelle unter Nutzung des solaren Grünstromprivilegs wird nicht gewährt.

³⁸ Die „Managementprämie“ für nicht-fernsteuerbare Anlagen wird dabei wegen der Einführung der Pflicht zur Fernsteuerbarkeit zu diesem Zeitpunkt zwangsläufig nach dem 1.4.2015 nicht mehr ausbezahlt.

³⁹ Mitteilung der *Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, Ziffer 3.3.2.1., ABIEG Nr. C 200, 1, 25, Rn. 124.

⁴⁰ BT-Drs. 18/1891 (Vorabfassung), 209.

⁴¹ Dies sind im Einzelnen die Netzentgelte, der KWK-Aufschlag, die Umlage nach StromNEV, die Konzessionsabgaben, die Offshore-Haftungsumlage und die Umlage für abschaltbare Lasten.

⁴² Vgl. hierzu *Herz/Valentin*, EnWZ 2013, 16 (19 ff.).

Hier ist seit dem 1.8.2014 grundsätzlich die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten.

Hintergrund dürfte sein, dass das in § 39 I EEG 2012 geregelte allgemeine Grünstromprivileg nach Auffassung der *Kommission* gegen das EU-Beihilferecht verstieß⁴³. Dies nahm der Gesetzgeber zum Anlass, das Grünstromprivileg insgesamt zu streichen, obwohl das solare Grünstromprivileg von der *Europäischen Kommission* in ihrem Eröffnungsbeschluss überhaupt nicht als beihilfenrechtswidrig eingestuft worden war⁴⁴.

Hier wäre wohl eine Differenzierung und eine Fortführung des solaren Grünstromprivilegs möglich gewesen. Obwohl das solare und das allgemeine Grünstromprivileg den gleichen Namen teilten, regelten diese letztlich gänzlich unterschiedliche Konstellationen. Während das allgemeine Grünstromprivileg den Handel mit Strom aus Erneuerbaren Energien über das Netz der allgemeinen Versorgung erleichtern und attraktiver machen sollte, zielte das solare Grünstromprivileg darauf ab, dezentrale Versorgungsstrukturen zu honorieren.

Da das solare Grünstromprivileg insbesondere im Rahmen sog. PV-Mietermodelle⁴⁵ in Anspruch genommen wurde, hat das Land Nordrhein-Westfalen im Rahmen der Beratung des EEG 2014 im *Bundesrat* gefordert, die *Bundesregierung* müsse die in § 95 Nr. 6 EEG 2014 enthaltene Verordnungsermächtigung für die Entwicklung eines Systems zur Grünstromvermarktung⁴⁶ dazu zu nutzen, wirtschaftlich betriebene Mieterstrommodelle auch künftig angemessen zu berücksichtigen⁴⁷. Dieser Antrag fand allerdings keinen Eingang in den Beschluss des *Bundesrates* zum EEG 2014⁴⁸.

V. Eigenversorgung

Bislang war die Befreiung der Eigenversorgung von der EEG-Umlage in § 37 III EEG 2012, der die allgemeinen Vorgaben für die Vermarktung des EEG-Stroms und die EEG-Umlage festlegte, mitgeregelt⁴⁹. Die mit jedem Anstieg der EEG-Umlage gewachsene Attraktivität und die damit gestiegene energiewirtschaftliche Bedeutung von Eigenversorgungsmodellen hatte nun dazu geführt, dass mit den §§ 5 Nr. 12 und 61 EEG 2014 umfassende und detaillierte Regelungen zur Eigenversorgung geschaffen wurden.

Im EEG 2014 ist nun grundsätzlich eine Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage vorgesehen. Sie betrifft alle Anlagen, die eine Eigenversorgung nach dem 31.7.2014 umsetzen. Bereits zuvor betriebenen Eigenversorgungsanlagen wird Bestandsschutz gewährt, wobei anders als nach der sonst üblichen Systematik des EEG nicht die Inbetriebnahme der betreffenden Anlage das entscheidende Abgrenzungskriterium ist, sondern der Zeitpunkt der erstmaligen Aufnahme der Eigenversorgung.

Daneben bleibt es im Übrigen dabei, dass auch die Eigenversorgung grundsätzlich in aller Regel von den netzbezogenen Entgelten und Abgaben⁵⁰ sowie der Stromsteuer befreit ist⁵¹.

1. EEG-Umlage für die Eigenversorgung

Grundsätzlich können die Übertragungsnetzbetreiber gem. § 61 I EEG 2014 von Letztverbrauchern für die Eigenversorgung die volle EEG-Umlage verlangen.

Bei der Erfüllung bestimmter anlagenspezifischer Voraussetzungen fällt allerdings nur eine reduzierte EEG-Umlage an. In § 61 II EEG 2014 sind zudem eine Reihe Ausnahmen von dieser grundsätzlichen Umlagepflicht vorgesehen.

a) Eigenversorgung i. S. d. EEG

In § 5 Nr. 12 EEG 2014 wird die Eigenversorgung definiert als „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“.

Entsprechend der Rechtslage nach dem EEG 2012 ist demnach für eine Eigenversorgung erforderlich, dass es sich bei Anlagenbetreiber und Stromverbraucher um dieselbe juristische oder natürliche Person handelt und damit Personenidentität besteht. Als Anlagenbetreiber ist gemäß der Legaldefinition des § 5 Nr. 2 EEG 2014 unabhängig von den Eigentumsverhältnissen derjenige anzusehen, der die Anlage für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas nutzt. Hierunter wird in der Regel diejenige Person zu verstehen sein, die das Unternehmens- und das Betreiberisiko für die Anlage trägt. Merkmale können insoweit insbesondere die allgemeine Verfügungsgewalt über die Anlage, insbesondere die Anlagenfahrweise, und die Tragung der Unterhaltskosten sein.

Dass der Stromverbraucher nicht auch Eigentümer der Stromerzeugungsanlage sein muss, folgt im Übrigen jetzt auch aus § 61 IV Nr. 2 b) EEG 2014. Danach ist das Eigentum an der Stromerzeugungsanlage eine spezielle Voraussetzung für die Inanspruchnahme von Bestandsschutz im Falle einer Anlagenerweiterung nach § 61 III 2 Nr. 3 EEG 2014. Hieraus folgt zwangsläufig im Umkehrschluss, dass Eigentum an der Stromerzeugungsanlage nicht grundsätzlich Voraussetzung einer Eigenversorgung nach dem EEG ist. Eine Eigenversorgung lässt sich demnach zulässiger Weise auch im Rahmen sog. Anlagenpachtmodelle realisieren, sofern sichergestellt ist, dass der Stromverbraucher durch den Pachtvertrag zum Anlagenbetreiber i. S. d. § 5 Nr. 2 EEG 2014 wird.

Anders als noch nach § 37 III 2 Nr. 2 EEG 2012 ist hingegen eine Eigenversorgung im räumlichen Zusammenhang über das Netz der allgemeinen Versorgung künftig nicht mehr möglich. Vielmehr wird sogar als zusätzliche Voraussetzung eingeführt, dass Erzeugung und Verbrauch „im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ erfolgen müssen.

b) Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang

Bei der Definition der Eigenversorgung hat der Gesetzgeber dem im Stromsteuerrecht gebräuchlichen Begriff des „räumlichen Zusammenhangs“ noch das Wort „unmittelbar“ hinzugefügt. Damit kann nicht ohne Weiteres auf die zum „räumlichen Zusammen-

⁴³ *Europäische Kommission*, Beschl. 2014/C 37/07 über die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen v. 7.2.2014, ABl. C 37, 75.

⁴⁴ Die *Kommission* setzt sich in ihrem Beschluss inhaltlich allein mit der Regelung des § 39 I EEG 2012 auseinander; *Europäische Kommission*, Beschl. 2014/C 37/07, (o. Fn. 43), 74.

⁴⁵ In diesen beziehen Mieter einer Immobilie ihren Strom mittels Direktlieferung aus sich auf den Dachflächen befindenden PV-Anlagen. Die Umsetzung solcher Modelle wurde bis zum 31.7.2014 nach § 39 III EEG 2012 mittels einer reduzierten EEG-Umlage gefördert.

⁴⁶ Siehe hierzu: III. 6.

⁴⁷ BR-Drs. 293/2/14, 2.

⁴⁸ Vgl. BR-Drs. 293/14.

⁴⁹ Erstmals ausdrücklich im Gesetzestext verankert wurde das Eigenstromprivileg mit dem § 37 III EEG 2012. Bis dahin ergab sich die Privilegierung der Eigenstromerzeugung allein aus einem Umkehrschluss der bestehenden Regelungen über den EEG-Belastungsausgleich. Vgl. zu Inhalt und Herleitung des Privilegs, *Klemm*, REE 2013, 1 f.

⁵⁰ Siehe Fn. 41.

⁵¹ Vgl. hierzu *Herz/Valentin*, EnWZ 2013, 16 (19 ff.).

hang“ ergangene Rechtsprechung des *BFH*⁵² Bezug genommen werden. Gleichzeitig hat der Gesetzgeber auch nicht auf den sonst im EEG vielfach genutzten Begriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“, der allerdings auch noch der Klärung bedarf, zurückgegriffen. Unklar ist, ob es sich hierbei um ein Versehen des Gesetzgebers handelt. Denn in der Beschlussempfehlung des *Wirtschaftsausschusses*, der erstmalig die Definition enthielt, wird behauptet, man habe inhaltlich auf die Anforderungen des § 58 II 3 und VI des Regierungsentwurfs zurückgegriffen⁵³. Dort finden sich allerdings die Begriffe des „räumlichen Zusammenhangs“ und der „unmittelbaren räumlichen Nähe“. Damit bleibt auch ungewiss, ob der Gesetzgeber bewusst von dem Begriff des „räumlichen Zusammenhangs“ abgewichen ist.

Der unbestimmte Rechtsbegriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ bedarf daher der Auslegung. Der Wortlaut legt zunächst nahe, dass ein „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ weiter zu fassen ist als eine „unmittelbare räumliche Nähe“. Gleichzeitig kann angenommen werden, dass die Entfernung kleiner sein muss („unmittelbar“) als beim bloßen „räumlichen Zusammenhang“. Damit ist allerdings im Hinblick auf die stets erforderliche Bewertung des Einzelfalls kein großer Fortschritt erreicht. Ausgangspunkt der erforderlichen Betrachtung wird daher bis auf weiteres die gebietsbezogene Auslegung des „räumlichen Zusammenhangs“ durch den *BFH* bleiben müssen. Überträgt man diese Auslegung auf die Eigenversorgung, so muss diese innerhalb eines Gebietes erfolgen, dass „eine Ausdehnung nach Länge, Breite und Höhe aufweist“⁵⁴. Bei einem einheitlichen Gebiet kann durchaus auch bei einer Entfernung von mehreren Kilometern noch eine „Unmittelbarkeit“ des räumlichen Zusammenhangs vorliegen.

c) Anteilige Umlagebefreiung

Eine anteilige Umlagebefreiung erfolgt gem. § 61 I 2 EEG 2014, wenn die Eigenversorgung aus einer EEG-Anlage i. S. d. § 5 Nr. 1 EEG 2014 oder einer hocheffizienten KWK-Anlage i. S. d. § 53a I 3 EnergieStG erfolgt. Letztere muss einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % erreichen.

Sind diese Voraussetzungen erfüllt, sind nur 30 % der EEG-Umlage in der jeweiligen Höhe zu entrichten. Ab 2016 steigt dieser Anteil dann auf 35 % und ab 2017 auf 40 %.

Alle Eigenversorger, die diese Voraussetzungen nicht erfüllen und nicht unter eine der Ausnahmeregelungen nach § 61 II EEG 2014 fallen oder Bestandsschutz nach § 61 III oder IV EEG 2014 genießen, zahlen künftig für den selbst verbrauchten Strom die EEG-Umlage in voller Höhe.

d) Ausnahmeregelungen

Gem. § 61 II Nr. 1 EEG 2014 ist nach wie vor keine EEG-Umlage auf den Kraftwerkseigenverbrauch zu entrichten. Kraftwerkseigenverbrauch liegt vor, soweit der Strom in Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird⁵⁵. Exemplarisch führt die Gesetzesbegründung hierzu auf: die Wasseraufbereitung, Frischluftzufuhr, Brennstoffversorgung, Abgasreinigung, etc⁵⁶.

Weiterhin ist nach § 61 II Nr. 2 EEG 2014 keine EEG-Umlage zu zahlen für die Eigenversorgung aus gänzlich autarken Anlagen, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sind. Hier hatte der Gesetzgeber unter anderem Schiffe im Blick, die als frei bewegliche Eigenversorgungsanlagen im Hafen nur vorübergehend und von kurzer Dauer mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden werden⁵⁷.

Auch Eigenversorger, die „die Energiewende für sich gleichsam schon vollzogen“⁵⁸ haben, bleiben von der EEG-Umlage befreit.

Dies soll gem. § 61 II Nr. 3 EEG 2014 dann der Fall sein, wenn der Eigenversorger sich vollständig selbst mit Strom aus Erneuerbaren Energien versorgt und für den von ihm erzeugten Strom neben der Eigenversorgung keine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch nimmt. Erfasst sind nach dem eindeutigen Wortlaut hiervon allerdings nur Eigenversorgungskonzepte, in denen tatsächlich die gesamte Energieversorgung aus eigenen EEG-Anlagen erfolgt. Wird Strom von Dritten bezogen, auch wenn es sich bei diesem ebenfalls um Strom aus Erneuerbaren Energien handelt, sind die Voraussetzungen für eine Umlagebefreiung nicht erfüllt. Weder aus dem Gesetz noch aus der Gesetzesbegründung geht allerdings hervor, für welchen Zeitraum die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage entsteht, wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom von einem Dritten bezogen oder eine Förderung, z. B. die Ausfallvergütung nach § 38 EEG 2014, in Anspruch genommen wird. Da das EEG 2014 insoweit nicht anordnet, dass die EEG-Umlage dann für den gesamten in dem jeweiligen Monat oder dem jeweiligen Jahr selbst verbrauchten Strom zu entrichten ist, ist die EEG-Umlage nur für den Strom zu zahlen, der in dem Zeitraum des Verstoßes gegen die Anforderungen selbst verbraucht wird. Ab dem Zeitpunkt, ab dem die Anforderungen des § 61 II Nr. 3 EEG 2014 wieder eingehalten werden, entfällt die Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage. Hierfür spricht neben dem Wortlaut der Bestimmung auch der systematische Vergleich mit § 25 EEG 2014. Die dort vorgesehenen Sanktionen bei Verstößen gegen Pflichten aus dem EEG 2014 regeln stets explizit, für welchen Zeitraum über den Zeitraum des Verstoßes hinaus sich der Förderanspruch verringert. Eine vergleichbare Bestimmung enthält das EEG 2014 für den Fall der Nichteinhaltung der Anforderungen des § 61 II Nr. 3 EEG 2014 nicht.

Zuletzt sollen Eigenversorger aus Kleinanlagen keine EEG-Umlage bezahlen müssen. Als solche gelten gem. § 61 II Nr. 4 EEG 2014 Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW. Diese werden allerdings nicht vollumfänglich, sondern maximal in Höhe eines Eigenverbrauchs von 10 MWh pro Kalenderjahr von der EEG-Umlage befreit. Für einen darüber hinausgehenden Verbrauch ist die EEG-Umlage zu zahlen, allerdings nur der reduzierte Satz, sofern es sich um eine Eigenversorgung aus EEG-Anlagen oder hocheffizienten KWK-Anlagen handelt, was in der Regel der Fall sein wird.

e) Meldepflichten für Eigenversorger

Neben der EEG-Umlage auf die Eigenversorgung werden mit dem EEG 2014 neue Meldepflichten für die Eigenversorger und korrespondierende Überprüfungsrechte für die die Umlage einziehenden Übertragungsnetzbetreiber eingeführt. Dies war erforderlich, um die Übertragungsnetzbetreiber überhaupt erst in die Lage zu versetzen, die EEG-Umlage auf die Eigenversorgung zu erheben.

So muss jeder Eigenversorger, der die Eigenversorgung nach dem 31.7.2014 aufnimmt und mehr als 10 MWh in einem Kalenderjahr selbst verbraucht hat, gem. § 74 EEG 2014 dem für ihn zuständigen Übertragungsnetzbetreiber immer bis zum 31.4. des

⁵² *BFH*, Urt. v. 20.4.2004 – VII R 44/03.

⁵³ BT-Drs. 18/1304 (Vorabfassung), 192.

⁵⁴ *BFH*, (o. Fn. 52), Rn. 13.

⁵⁵ § 61 II Nr. 1 EEG 2014.

⁵⁶ Nicht erfasst ist hingegen der Verbrauch in betriebseigenen Einrichtungen wie Verwaltungsgebäuden, Werkstätten, Schalt- und Umspannanlagen, für Beleuchtungs- und Heizungsanlagen, elektrische Antriebe und Kühlaggregate. Ebenso wenig der Stillstandeigenverbrauch und der Stromverbrauch zu Brennstoffgewinnung.

⁵⁷ BT-Drs. 18/1304, 236.

⁵⁸ BT-Drs. 18/1304, 236.

Folgejahres mitteilen, welche Energiemenge im Vorjahr von ihm selbst verbraucht wurde. Kommt der Eigenversorger dieser Meldepflicht nicht nach, wird der gesamte selbst verbrauchte Strom gem. § 61 I 2 Nr. 2 EEG 2014 voll mit der EEG-Umlage belastet.

In Ergänzung zu dieser Meldepflicht wird den Übertragungsnetzbetreibern in § 61 V EEG 2014 das Recht eingeräumt bei den *Hauptzollämtern*, dem *BAFA* und den nachgelagerten Netzbetreibern Daten über Eigenerzeuger und -versorger anzufordern und diese mit den bei ihnen eingegangenen Meldungen abzugleichen.

2. Bestandsschutz

Ergänzend sind in § 61 III und IV EEG 2014 umfassend den Bestand schützende Regeln für Eigenversorger vorgesehen. Hierbei wird unterschieden zwischen bereits vor dem 1.9.2011 und den übrigen vor dem 1.8.2014 realisierten Eigenversorgungsmodellen, wobei Bestandsschutz gleichermaßen für konventionelle und erneuerbare Eigenversorgungsmodelle gewährt wird.

Dauer und Umfang der Eigenstromnutzung vor dem 1.8.2014 bzw. vor dem 31.12.2014 spielen dabei keine Rolle. Der Bestandsschutz ist auch dann zu gewähren, wenn vor dem jeweiligen Datum nur geringe Mengen an Strom selbst verbraucht worden sind. Der Nachweis für die Aufnahme der Eigenversorgung unterliegt dabei keinen speziellen Nachweispflichten. Alle Möglichkeiten der Zivilprozessordnung sind für den Nachweis der Eigenversorgung geeignet, insbesondere eidesstattliche Versicherungen, Zeugenaussagen, Fotos von Messgeräten in Verbindung mit Zeugenaussagen und die Vorlage eines Protokolls über die Feststellung der Eigenversorgung.

Nicht zu unterschätzen ist im Hinblick auf die Entwicklung von Geschäftsmodellen zur Eigenversorgung allerdings eine Regelung zum „Monitoringbericht“ in § 98 III EEG 2014. Danach wird die *Bundesregierung* die Bestandsschutzregelungen in den §§ 61 III und IV bis zum Jahr 2017 überprüfen und „rechtzeitig einen Vorschlag für eine Neugestaltung“ vorlegen. Bereits realisierten Eigenversorgungsmodellen droht dementsprechend ab dem Jahr 2017 eine höhere Belastung mit der EEG-Umlage, auch wenn sie jetzt die im Folgenden dargestellten Anforderungen einhalten.

a) Vor dem 1.9.2011 umgesetzte Eigenversorgungsmodelle

Für vor dem 1.9.2011 realisierte Eigenversorgungskonzepte wird die Rechtslage nach dem EEG 2009 fortgeschrieben, als die umlagebefreite Eigenversorgung anders als nach dem EEG 2012 noch nicht an die Kriterien „keine Netznutzung“ oder „Verbrauch im räumlichen Zusammenhang“ geknüpft war. Bestehende Eigenversorgungsmodelle aus Kraftwerken über das Netz der allgemeinen Versorgung bleiben damit, ganz unabhängig von der Entfernung zwischen Stromerzeugungsanlage und Stromverbrauch, von der EEG-Umlage befreit, sofern sie bereits vor dem 1.9.2011 umgesetzt worden waren. Hintergrund ist wohl, dass bis 2011 einige energieintensive Unternehmen zur Reduzierung der Stromkosten solche Eigenversorgungsmodelle mit weit vom eigentlichen Unternehmensstandort entfernten fossilen Altkraftwerken umgesetzt hatten und der Gesetzgeber diese Modelle nun nicht mehr antasten wollte.

b) Vor dem 1.8.2014 umgesetzte Eigenversorgungsmodelle

Vor dem 1.8.2014 realisierte Eigenversorgungskonzepte bleiben gem. § 61 III EEG 2014 von der EEG-Umlage befreit, wenn der

Eigenversorger erzeugten Strom entweder – unabhängig von der räumlichen Entfernung – ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung oder im räumlichen Zusammenhang – auch bei Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung – selbst verbraucht hat. Die Voraussetzungen entsprechen somit letztlich den Vorgaben des EEG 2012.

c) Übergangsregelung für vor dem 1.1.2015 realisierte Eigenversorgungskonzepte

Ausgeweitet wird der Bestandsschutz entsprechend der allgemeinen Übergangsbestimmung in § 100 III EEG 2014 auf Eigenversorgungsanlagen, die vor dem 23.1.2014 genehmigt oder zugelassen worden sind, nach dem 1.8.2014 erstmals Strom erzeugt haben und noch vor dem 1.1.2015 zur Eigenversorgung genutzt werden.

d) Erweiterter Bestandsschutz

Bestandsschutz wird zuletzt gem. § 61 III 2 Nr. 3 auch im Falle einer Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung bestehender Eigenversorgungsanlagen gewährt, solange im Zuge der Instandsetzungsmaßnahmen die installierte Leistung nicht um mehr als 30 % erhöht wird.

Auch vor dem 1.9.2011 realisierte Eigenversorgungskonzepte können grundsätzlich in den Genuss des erweiterten Bestandsschutzes kommen. Dies ist jedoch nur der Fall, wenn sie entweder das Kriterium des „räumlichen Zusammenhangs“ erfüllen oder wenn sich die Anlage bereits vor dem 1.9.2011 im Eigentum des Eigenversorgers, welcher die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung vornehmen will, befand und die Stromerzeugungsanlage auf seinem Betriebsgrundstück errichtet wurde⁵⁹. Diese Regelung findet sich das erste Mal in der Beschlussempfehlung des *Ausschusses für Wirtschaft und Energie* und soll dazu dienen, sog. Industrielle Verbundkraftwerke angemessen zu berücksichtigen⁶⁰.

VI. Fazit

Neben der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung bringt das EEG 2014 einen weiteren maßgeblichen Systemwechsel mit sich. Künftig wird auch für Strom, den ein Erzeuger selbst verbraucht, zumindest anteilig die EEG-Umlage zu zahlen sein. Von diesem Grundsatz sind zwar einige Ausnahmen vorgesehen und bestehenden Eigenversorgungskonzepten wird – zunächst – Bestandsschutz gewährt. Bei Neuanlagen wird der Eigenverbrauch jedoch an Attraktivität verlieren.

Modelle der Direktlieferung vor Ort stellen zwar auch weiterhin grundsätzlich eine Alternative zur Inanspruchnahme von EEG-Fördermitteln dar. Anreize hierfür setzt das EEG 2014 jedoch nicht. Das „solare Grünstromprivileg“ wurde vielmehr sogar ersatzlos gestrichen und somit ein Geschäftsmodell für PV-Anlagenbetreiber – die Versorgung von Wohn- und Gewerbeimmobilien in unmittelbarer Nähe zur Anlage mit kostengünstigem Solarstrom – kurz nach seiner Entstehung mit der vollen EEG-Umlage belastet.

Im Hinblick auf die verpflichtende Direktvermarktung ist bemerkenswert, dass der deutsche Gesetzgeber mit dem EEG 2014 über die Vorgaben der *Europäischen Kommission* deutlich hinausgeht. Während nach den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 die Pflicht zur Direktvermarktung erst ab 2016 und erst ab einer installierten Leistung der Anlage von mehr als 500 kW bzw. 3 MW bei Windenergieanlagen (oder einem Windpark mit mindestens drei

⁵⁹ § 61 IV Nr. 2 EEG 2014.

⁶⁰ BT-Drs. 18/1891, 200.

Anlagen) vorgesehen ist⁶¹, greift die Pflicht zur Direktvermarktung nach dem EEG 2014 bereits deutlich früher und bei deutlich kleineren Anlagen.

Die Untersuchung des neuen Rechtsrahmens für die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien zeigt somit im Ergebnis, dass es schwieriger wird, Geschäftsmodelle neben der geförderten Direktvermarktung zu entwickeln. Dennoch werden Direktlieferungs- und Eigenversorgungsmodelle gerade für Be-

treiber von PV-Anlagen aber auch für Betreiber von Windkraftanlagen auch weiterhin eine Alternative darstellen.

Mit dem Instrument der Ausfallvergütung scheint der Gesetzgeber ein Mittel entwickelt zu haben, dass zur Erhaltung der Akteursvielfalt im Bereich der Direktvermarkter beitragen kann.

⁶¹ Mitteilung der Kommission, (o. Fn. 39), 1, 25, Rn. 125.

RECHTSPRECHUNG

EuGH:

Nationale Fördersysteme für erneuerbare Energien können mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar sein

Art. 34, Art. 36 TFEU

LEITSÄTZE:

1. Die Bestimmungen von Art. 2 II Buchst. k und Art. 3 III der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG sind dahin auszulegen, dass sie es einem Mitgliedstaat erlauben, eine Förderregelung wie die [...] in Rede stehende einzuführen, die vorsieht, dass bei der Zuteilung handelbarer Zertifikate an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nur der im Hoheitsgebiet dieses Staates aus diesen Quellen erzeugte Strom berücksichtigt werden kann und dass die Stromversorger und bestimmte Stromnutzer verpflichtet sind, bei der zuständigen Behörde jedes Jahr eine bestimmte Menge solcher Zertifikate einzureichen, die einem Anteil an ihrem gesamten Stromverkauf bzw. Stromverbrauch entspricht.

2. Art. 34 AEUV ist dahin auszulegen, dass er einer nationalen Regelung wie der [...] in Rede stehenden nicht entgegensteht, die vorsieht, dass bei der Zuteilung handelbarer Zertifikate an die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nur der im Hoheitsgebiet des betreffenden Mitgliedstaats aus diesen Quellen erzeugte Strom berücksichtigt werden kann und dass die Stromversorger und bestimmte Stromnutzer eine Sonderabgabe zahlen müssen, wenn sie ihrer Verpflichtung nicht nachkommen, bei der zuständigen Behörde jedes Jahr eine bestimmte Menge solcher Zertifikate einzureichen, die einem Anteil an ihrem gesamten Stromverkauf bzw. Stromverbrauch entspricht.

3. Es ist Sache des nationalen Gerichts, unter Berücksichtigung aller relevanten Gesichtspunkte, zu denen insbesondere der normative Kontext des Unionsrechts gehören kann, in den sich die [...] in Rede stehende Regelung einfügt, zu prüfen, ob diese Regelung aus dem Blickwinkel ihres territorialen Anwendungsbereichs den Anforderungen des Grundsatzes der Rechtssicherheit genügt.

EuGH, Urt. v. 1.7.2014 – C-573/12

SACHVERHALT:

1 Das Vorabentscheidungsersuchen betrifft die Auslegung von Art. 2 II Buchst. k und Art. 3 II der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140, S. 16) sowie von Art. 34 AEUV.

2 Dieses Ersuchen ergeht im Rahmen eines Rechtsstreits zwischen der Ålands Vindkraft AB (im Folgenden: Ålands Vindkraft) und *Energimyndigheten* (Energiebehörde) über die Weigerung dieser Behörde, einen in Finnland befindlichen Windenergiepark von Ålands Vindkraft für die Zuteilung von Stromzertifikaten zuzulassen.

Rechtlicher Rahmen

Unionsrecht

3 Die Richtlinie 2009/28 trat am 25.6.2009 in Kraft und musste bis zum 5.12.2010 in nationales Recht umgesetzt werden. [...]

4 Die Erwägungsgründe 1, 15, 25, 52 und 56 der Richtlinie 2009/28 lauten:

„(1) [...] ...

(15) Die Ausgangslage, das Potenzial im Bereich der erneuerbaren Energie und der Energiemix sind in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlich. Das Gemeinschaftsziel von 20 % muss daher in Einzelziele für die einzelnen Mitgliedstaaten übersetzt werden, und dies unter gebührender Berücksichtigung einer fairen und angemessenen Aufteilung, die den unterschiedlichen Ausgangslagen und Möglichkeiten der Mitgliedstaaten, einschließlich des bestehenden Anteils von Energie aus erneuerbaren Energiequellen und des Energiemix, Rechnung trägt. [...]

...

(25) Die Mitgliedstaaten haben unterschiedliche Potenziale im Bereich der erneuerbaren Energie und wenden auf nationaler Ebene unterschiedliche Regelungen zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen an. Die Mehrheit der Mitgliedstaaten wendet Förderregelungen an, bei denen Vorteile ausschließlich für in ihrem Hoheitsgebiet erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen gewährt werden. Damit nationale Förderregelungen ungestört funktionieren können, müssen die Mitgliedstaaten deren Wirkung und Kosten entsprechend ihrem jeweiligen Potenzial kontrollieren können. Ein wichtiger Faktor bei der Verwirklichung des Ziels dieser Richtlinie besteht darin, das ungestörte Funktionieren der nationalen Förderregelungen, wie