

Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich

Rechtswissenschaftliche Studie und Kurzgutachten zur Vereinbarkeit
der Vorschläge der Studie mit dem Europarecht

VOM IKEM ERSTELLT DURCH

Johannes Antoni

Bénédicte Martin, LL.M.

Simon Schäfer-Stradowsky

IM AUFTRAG DES



Bundesverband WindEnergie

Impressum

IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10
F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100
F +49 (0)38 34 420 2002

Isrodi@uni-greifswald.de

Inhaltsverzeichnis

Teil A: Rechtswissenschaftliche Studie

Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich 1

<i>I. Zusammenfassung der Ergebnisse.....</i>	<i>1</i>
<i>II. Motivation und Ziele der Studie.....</i>	<i>2</i>
<i>III. Gesetzesänderungsvorschläge.....</i>	<i>7</i>
1. Die Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes außerhalb der EEG-Förderung.....	7
a) Gesetzesentwurf.....	7
(1) Definition des Marktentwicklungsmodells.....	7
(2) Marktentwicklungsmodell als Unterfall der sonstigen Direktvermarktung.....	10
(3) Marktentwicklungsmodell schließt Herkunftsnachweise aus.....	11
(4) Überwachung des Marktentwicklungsmodells durch die BNetzA.....	13
b) Annahmen.....	15
c) Rechtliche Ausgangslage.....	17
d) Begründung.....	21
(1) Zu § 79b EEG – neu –.....	21
(2) Zu § 21a Absatz 2 EEG 2017 – neu –.....	22
(3) Zu § 79 EEG 2017 – neu –.....	22
(4) Zu § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe e EEG 2017 – neu –.....	22
2. Flexibler Wechsel zwischen EEG-neutraler und EEG-geförderter Stromvermarktung.....	23
a) Gesetzesentwurf.....	23
(1) Flexibler Wechsel in und aus dem Marktentwicklungsmodell.....	23
(2) Verfahren für den flexiblen Wechsel.....	25
b) Annahmen.....	27
c) Rechtliche Ausgangslage.....	28
d) Begründung.....	29
(1) Zu § 21b Absatz 1 Satz 2 EEG 2017 – neu –.....	29
(2) Zu § 21c Absatz 1 Satz 1 und 2 EEG 2017 – neu –.....	31

3.	Anrechnung auf die EEG-Umlage und Sicherstellung der EEG-Kostenneutralität des direkten Handels von EE-Strom.....	32
a)	Gesetzesentwurf.....	32
(1)	EEG-Konto-neutraler Anreiz für das Marktentwicklungsmodell	32
(2)	Nachvollziehbarkeit des EEG-Konto-neutralen Anreizes.....	35
b)	Annahmen.....	36
c)	Rechtliche Ausgangslage.....	37
d)	Begründung.....	38
(1)	Zu § 61l EEG 2017 – neu –	38
(2)	Zu § 74 Absatz 2 Satz 4 EEG 2017 – neu –	41

Teil B: Rechtswissenschaftliches Kurzgutachten

	Vereinbarkeit der Vorschläge der Studie mit dem Europarecht	42
<i>I.</i>	<i>Vorwort – Erneuerbare Energien im europäischen Binnenmarkt.....</i>	<i>43</i>
<i>II.</i>	<i>Kernergebnisse.....</i>	<i>45</i>
1.	Voraussichtlich gegenwärtig vereinbar mit der Warenverkehrsfreiheit.....	45
2.	Voraussichtlich vereinbar mit dem EU-Abgabenrecht	45
3.	Voraussichtlich vereinbar mit dem EU-Beihilfenrecht.....	46
<i>III.</i>	<i>Vereinbarkeit mit dem freien Warenverkehr (Artt. 34, 36 AEUV).....</i>	<i>47</i>
1.	Schutzbereich des Art. 34 AEUV.....	47
2.	Eingriff in den freien Warenverkehr	48
a)	Inlandsvorbehalt als Maßnahme gleicher Wirkung	49
b)	Anrechnung auf die EEG-Umlage nach § 61l EEG 2017 – neu – als Maßnahme gleicher Wirkung.....	49
c)	Bilanzieller Erhalt der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung nach § 79b EEG 2017 – neu – als Maßnahme gleicher Wirkung	50
3.	Rechtfertigung aus Gründen des Umweltschutzes und den Wertungen der EE-RL....	52
4.	Fazit.....	54
<i>IV.</i>	<i>Vereinbarkeit mit dem EU-Abgabenrecht (Artt. 30, 110 AEUV).....</i>	<i>56</i>
1.	Tatbestand des Art. 110 AEUV	56
2.	Rechtfertigung	57
3.	Fazit.....	58

V. Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht (Artt. 107, 108 AEUV).....	60
1. Tatbestand des Art 107 Abs. 1 AEUV.....	60
a) Begünstigung.....	61
(1) Anrechnung auf die EEG-Umlage	61
(2) Bilanzieller Erhalt der „grünen“ Eigenschaft	62
b) Vorliegen eines aus staatlichen Mitteln finanzierten Vorteils.....	64
c) Ergebnis	65
2. Rechtfertigungsmöglichkeiten	65
a) Anrechnung auf die EEG-Umlage im Lichte der EEAG.....	66
b) Bilanzieller Erhalt und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft im Lichte der EEAG.....	68
3. Fazit.....	70
4. Notifizierungspflicht gem. Art 108 Abs. 3 AEUV.....	70

Teil A: Rechtswissenschaftliche Studie

Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich

VOM IKEM ERSTELLT DURCH

Johannes Antoni

Simon Schäfer-Stradowsky

IM AUFTRAG DES



Bundesverband WindEnergie

I. Zusammenfassung der Ergebnisse

Vorschlag

- ✓ Schaffung einer neuen Form der sonstigen Direktvermarktung im Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft der erneuerbaren elektrischen Energie – Marktentwicklungsmodell (MEM)
- ✓ Ermöglichung eines flexiblen Wechsels zwischen der neuen Vermarktungsform und der Direktvermarktung mit Marktprämie
- ✓ EEG-Konto-neutraler Anreiz für die Lieferung von EE-Strom, der keine EEG-Förderung in Anspruch nimmt und über das neue Marktentwicklungsmodell vermarktet wird

Zu ändernde oder neu zu schaffende Paragraphen

- ✓ Definition des Marktentwicklungsmodells – § 79b EEG 2017 – neu –
- ✓ Marktentwicklungsmodell als Fall der sonstigen Direktvermarktung – § 21a Abs. 2 EEG 2017 – neu –
- ✓ Marktentwicklungsmodell schließt Nutzung der Herkunftsnachweise aus – § 79 Abs. 3 EEG 2017 – neu –
- ✓ BNetzA überwacht das Marktentwicklungsmodell – § 85 Abs. 1 Nr. 3 e) EEG 2017 – neu –
- ✓ Flexibler Wechsel in und aus dem Marktentwicklungsmodell – § 21b Abs. 1 EEG 2017
- ✓ Verfahren für den flexiblen Wechsel – § 21c Abs. 1 EEG 2017
- ✓ EEG-Konto-neutraler Anreiz für das Marktentwicklungsmodell – § 61l EEG 2017 – neu –
- ✓ Nachvollziehbarkeit des EEG-Konto-neutralen Anreizes – § 74 Abs. 2 S. 4 EEG 2017 – neu –

II. Motivation und Ziele der Studie

Auf einen Blick

- ✓ EE-Anlagenbetreiber bzw. deren Direktvermarkter müssen sich zunehmend dem Markt stellen und benötigen alternative Vermarktungsoptionen für Bestands- und Neuanlagen – unabhängig vom EEG-Zahlungsanspruch.
- ✓ Mit Blick auf die Klima- und Ausbauziele (§ 1 EEG 2017)¹ besteht ein Bedürfnis werthaltiger Vermarktungsoptionen für EE-Strom über den EEG-Zahlungsanspruch hinaus, da sonst ein verstärkter Rückbau von EE-Anlagen droht.
- ✓ Unternehmer sind an der Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes auf dem Verwertungspfad interessiert, können diese aber nicht über den Erwerb von Herkunftsnachweise oder sonstigen Zertifikaten ausweisen.
- ✓ Ein Transfer der „grünen“ Eigenschaft von Strom über das Stromnetz in die Sektoren Gebäude (Wärme/Kälte), Verkehr und Industrie ist somit derzeit nicht ohne Weiteres möglich. Diese Lücke kann über das Marktentwicklungsmodell geschlossen werden und damit „grünem“ Strom einen Mehrwert verleihen.
- ✓ Digital vernetzte EE-Erzeugungsanlagen können durch Datentransfer in quasi Echtzeit und flexible Steuerung gepoolt werden und ein virtuelles Kraftwerk bilden.
- ✓ Eine digitale Vernetzung mit Verbrauchern, die flexibel über das Netz der allgemeinen Versorgung zugeschaltet werden, ist möglich.
- ✓ Diese Vernetzung von EE-Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht ein die Stromhandelskette verkürzendes Vertriebssystem abseits des EEG-Zahlungsanspruches.
- ✓ Die einem solchen Vertriebssystem zugrundeliegenden Vertragsverhältnisse bieten sich besonders zwischen EE-Erzeugern und gewerblichen Abnehmern an (B2B), die langfristige Verträge abschließen und größere Strommengen abnehmen können.

¹ Die Studie nimmt stets Bezug auf die zum Erscheinungsdatum der Studie geltenden Fassung der genannten Gesetze, Verordnungen und Richtlinien. Im Falle des EEG ist die aktuelle Fassung des EEG 2017 (zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert) gemeint.

Die vorliegende Studie dient der juristischen Darstellung der Möglichkeit, den Marktzugang von erneuerbarem Strom im B2B-Bereich weiterzuentwickeln. Hinsichtlich bestehender EE-Anlagen sollten gerade mit Blick auf die klimapolitischen und gesetzlichen Ausbauziele (§ 1 EEG 2017) werthaltige Vermarktungsoptionen für EE-Strom über den EEG-Zahlungsanspruch hinaus entwickelt werden. Ohne eine solche Entwicklung droht mit dem Auslaufen der EEG-Förderung ein gesellschaftlich und politisch nicht gewollter Rückbau von EE-Anlagen.

Auch aus Sicht der EE-Anlagenbetreiber bzw. der Direktvermarkter besteht ein Interesse an einer marktwirtschaftlichen Perspektive erneuerbarer Energien unabhängig von der EEG-Förderung. Derzeitig fehlen attraktive EE-Stromvermarktungsoptionen außerhalb der EEG-Förderung bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung.² In den wenigsten Fällen liegen die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe. Eine physikalische direkte Lieferung von EE-Strom ist so meist nicht möglich, so dass vertragliche Lieferbeziehungen im Regelfall nur über das Netz der allgemeinen Versorgung laufen können. Mit der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung verliert der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom seine „grüne“ Eigenschaft. Dies hat zur Folge, dass nach der derzeitigen Rechtslage dem Verbraucher tatsächlich nur grauer Strom geliefert wird, selbst wenn der Vertragspartner nur EE-Strom produziert oder vermarktet. Eine Lieferung von „werthaltigen“ EE-Strommengen und damit die Möglichkeit der Nutzung dieser „grünen“ Eigenschaft auf dem weiteren Verwertungspfad ist nur eingeschränkt möglich. Durch Kauf und Entwertung von Herkunftsnachweisen, kann der „graue“ Strom auf der Rechnung „grün“ gefärbt werden. Die aktuell verfügbare Kennzeichnung nach den §§ 78 ff. EEG 2017 lässt aber keine Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes aus erneuerbaren Energien für den Verbraucher abseits von Marketingzwecken zu. Denn die Konzeption der Herkunftsnachweise beruht auf der europäischen Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-RL) und erlaubt den Mitgliedstaaten nicht, Herkunftsnachweise zum Erreichen ihrer verbindlichen Quoten der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu verwenden.³ Auch der deutsche Gesetzgeber sieht für Herkunftsnachweise nur die Funktion vor, nachzuweisen, dass eine bestimmte

² Dies zeigen auch die monatlich von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Zahlen zur sonstigen Direktvermarktung nach § 21b Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017; veröffentlicht:

<https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>;

vgl. auch IKEM, Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES - Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Quartalsbericht 06/2017) im Auftrag des BMWi; veröffentlicht:

<http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-06-2017.pdf>.

³ Vgl. Art. 15 Abs. 2 UAbs. 4 EE-RL (2009/28/EG).

Strommenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nicht aber, dass die physikalisch gelieferte Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt.⁴ Womit diese Eigenschaft auch nicht weiter verwertet werden kann.

Die existierenden Herkunftsnachweise sind unabhängig von der Lieferung von EE-Strommenge, für die sie ursprünglich ausgestellt wurde, europaweit handelbar. Ihnen fehlt regelmäßig ein akzeptanzsteigernder regionaler Bezug insbesondere, wenn der Nachweis europaweit gehandelt wurde. Die Regionalnachweise nach § 79a EEG 2017 bieten einen regionalen Bezug, haben jedoch nur eine Aussagekraft hinsichtlich der „regionalen“ Eigenschaft des gelieferten Stromes. Die Aussage beschränkt sich zudem allein auf die Strommenge die als „Erneuerbare Energie, finanziert aus der EEG-Umlage“ gekennzeichnet wird.

Das mit dieser Studie vorgeschlagene Marktentwicklungsmodell soll dazu beitragen, die aktuell bestehende Vermarktungslücke, die keine Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft zur Verwertung durch den Letztverbraucher erlaubt, zu schließen. Dafür bedarf es eines neuen Systems, das die Kopplung von Erzeugung und Verbrauch und die Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes verbindet. Gemeint ist damit, dass es dem Verbraucher des gelieferten EE-Stromes ermöglicht wird, auf dem weiteren Verwertungspfad die „grüne“ Eigenschaft des EE-Stromes z. B. für die Verbesserung seiner CO₂-Bilanz oder zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen zu nutzen.

⁴ Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 88.

Hierzu werden drei Gesetzesänderungen vorgeschlagen und begründet:

- ✔ Schaffung einer neuen Form der sonstigen Direktvermarktung im EEG zur Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes.
- ✔ Ermöglichung eines flexiblen Wechsels zwischen der neuen Vermarktungsform und der Direktvermarktung mit Marktprämie.
- ✔ Anreiz der neuen Vermarktungsform bei gleichzeitigem Verzicht auf Inanspruchnahme der EEG-Förderung.

Die in der Studie dargestellten Vorschläge sollen nicht das bisherige System der EEG-Zahlungsansprüche (§§ 19 ff. EEG 2017) einerseits und der Stromkennzeichnung (§§ 78 ff. EEG 2017) andererseits ersetzen, sondern eine Weiterentwicklungsoption hin zu einer verstärkten Marktintegration von EE-Strom bieten. Der Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter soll künftig die Möglichkeit haben, durch eine neue Form der sonstigen direkten Vermarktung – dem Marktentwicklungsmodell – EE-Strom direkt an den Unternehmer als Letztverbraucher im Rahmen eines Bilanzkreises unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft zu vermarkten. Dabei soll er in der Lage sein, flexibel zwischen dieser sonstigen Vermarktung und einem etwaig bestehenden EEG-Zahlungsanspruch wechseln zu können, um in einer Übergangsphase das wirtschaftliche Risiko des direkten Handels besser kalkulieren zu können. Das Marktentwicklungsmodell verzichtet dabei auf einen EEG-Zahlungsanspruch, wofür im Gegenzug – für die Allgemeinheit kostenneutral – der ersparte EEG-Zahlungsanspruch auf die EEG-Umlagezahlungspflicht des Energieversorgers angerechnet wird.

Beim Entwurf der Gesetzesänderungsvorschläge wird davon ausgegangen, dass eine Lieferung von EE-Strom im Rahmen eines Bilanzkreises eine netzverträgliche, effiziente und flexible Möglichkeit darstellt, EE-Erzeugungsanlagen unter Erhalt der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung einzusetzen.⁵ Gleichzeitig wird so eine für den Erfolg der Energiewende vorteilhafte Vermarktungsoptionen unabhängig von einem EEG-Zahlungsanspruch angereizt. Dies deckt sich mit der Zielsetzung der Europäischen Kommission im Winterpaket vom 30. November 2016, wo es u. a. heißt:

„Die erneuerbaren Energien werden sich stärker am Markt orientieren, wobei ungenutztes Potenzial erschlossen werden muss und die Planungssicherheit und Sichtbarkeit im Interesse der

⁵ Vgl. § 1 Absatz 4 Nummer 3 EnWG.

Investoren gewährleistet werden müssen. Neue Regeln werden es den Erneuerbare-Energien-Erzeugern ermöglichen, einen immer höheren Anteil ihrer Erlöse im Markt zu erzielen.“⁶

Bei der Umsetzung der Regelungsvorschläge sind die Regelungen zum Messwesen, insbesondere im sogenannten „Digitalisierungsgesetz“,⁷ zu berücksichtigen. Mit deren Hilfe ist die Pflicht zum lückenlosen Nachweis der Zeitgleichheit von Stromerzeugung und -verbrauch im Rahmen eines Bilanz- oder Unterbilanzkreises zu etablieren. Die Studie befasst sich dabei weder mit den notwendigen Bedingungen für ein solches Messkonzept, noch mit der Rolle des Messstellenbetreibers. Insoweit sei nur darauf hingewiesen, dass es den Verfassern praktikabel erscheint, eine Kontrolle des Messkonzepts durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Überprüfung der Messung der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch durch Wirtschaftsprüfer am Ende eines jeden Jahres festzulegen.

Die vorgeschlagene Anrechnung auf die EEG-Umlage bei Strombezug über das Marktentwicklungsmodell knüpft an den Mechanismus der Berechnung des EEG-Zahlungsanspruches an, so dass der damit verbundene Aufwand für die Nachvollziehbarkeit und Berechnung nach der bestehenden Praxis erfolgen kann.

Die Studie geht zudem nicht auf die Bewertung des Anlagenbetreibers bzw. des Direktvermarkters als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), des EEG 2017 oder als Stromversorger im Sinne des Stromsteuergesetzes (StromStG) ein. Die Bearbeiter gehen davon aus, dass der Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter hinsichtlich des Marktentwicklungsmodells üblicherweise als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EEG 2017 anzusehen ist. Insoweit ergeben sich keine Unterschiede zu der bestehenden Möglichkeit des Anlagenbetreibers, seinen Strom direkt an Dritte zu vermarkten.

⁶ Europäische Kommission, Factsheet – „Weltweite Führungsrolle bei erneuerbaren Energien erreichen“ vom 30.11.2016, veröffentlicht: [http://europa.eu/rapid/press-release MEMO-16-3987 de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3987_de.htm).

⁷ „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ vom 29.08.2016 - Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 43 01.09.2016 S. 2034.

III. Gesetzesänderungsvorschläge

Die konkreten Gesetzesänderungsvorschläge wurden – zugleich als Arbeitsergebnis – an den Anfang der Studie gezogen. Zur besseren Nachvollziehbarkeit sind die Änderungsvorschläge als Synopse der aktuellen Rechtslage (links) und der Vorschlag einer Neufassung (rechts) dargestellt. Die entscheidenden neuen Passagen sind fett hervorgehoben. Formulierungsvorschläge für mögliche Gesetzesbegründungen sind im Anschluss an die konkreten Gesetzesentwürfe zu finden.

1. Die Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes außerhalb der EEG-Förderung

a) Gesetzesentwurf

(1) Definition des Marktentwicklungsmodells

Nach § 79a EEG 2017 könnte zukünftig ein § 79b EEG 2017 – neu – eingefügt werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
-	<p>§ 79b EEG 2017 – neu – Marktwicklungsmodell</p> <p>(1) Aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommener Strom ist als Strom aus erneuerbaren Energien anzusehen,</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. soweit der Anlagenbetreiber oder ein Dritter Strom direkt an ein Unternehmen als Letztverbraucher vermarktet, 2. für den Strom keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen worden ist, 3. der Strom in einer Anlage erzeugt wird, die fernsteuerbar ist und 4. für die gesamte Lieferkette des Stroms von seiner Erzeugung, über seine Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung bis zu seiner Entnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung lückenlos in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch mindestens in einem 15-Minuten-Intervall bilanziert wird, in dem ausschließlich folgender Strom bilanziert wird: <ol style="list-style-type: none"> a) Strom aus erneuerbaren Energien, der in der Veräußerungsform des Marktentwicklungsmodells direkt vermarktet wird, oder b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist. <p>(2) § 20 Absatz 2, 3 und 4 sind entsprechend anzuwenden.</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

Zu § 79b EEG 2017 Marktentwicklungsmodell – neu –

Zu Absatz 1

Der Absatz 1 Satz 1 regelt die Voraussetzungen, unter denen Strom aus erneuerbaren Energien unter Weitergabe seiner „grünen“ Eigenschaft an einen Unternehmer als Letztverbraucher vermarktet und geliefert werden darf. Damit wird eine Lücke geschlossen, denn das bestehende System mit Herkunftsnachweisen erlaubt es dem Letztverbraucher nicht, die „grüne“ Eigenschaft über den Informationsgewinn aus der Kennzeichnung auf der Stromrechnung hinaus für sich nutzbar zu machen. Das neue Modell ermöglicht es dem Anlagenbetreiber oder dessen Direktvermarkter Strom aus erneuerbaren Energien unter Erhaltung dessen „grüner“ Eigenschaft bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung direkt zu vermarkten. Dies macht es wiederum dem belieferten Unternehmer als Letztverbraucher möglich, die „grüne“ Eigenschaft des Stromes auf dem Wertungspfad zu nutzen, um z. B. „grüne“ Produkte herzustellen oder damit seine CO₂-Bilanz zu verbessern. Letztlich dient dies auch der Sektorenkopplung.

Die neue Form der sonstigen Direktvermarktung richtet sich an Unternehmen im Sinne von § 3 Nummer 47. Anders als Verbrauchern im Sinne des BGB dürfte es Unternehmen möglich sein, langfristige Lieferverträge einzugehen und größere Mengen Strom abzunehmen, so dass Anlagenbetreibern ausreichend wirtschaftliche Sicherheit geboten wird, um solche Verträge abzuschließen.

Die Voraussetzungen in Nummer 2 leiten sich daraus ab, dass die Vermarktung nach dem Marktentwicklungsmodell einen Unterfall der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a Absatz 1 – neu – darstellt und dementsprechend für den Strom keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen werden darf.

Die Anforderungen der Fernsteuerbarkeit nach Nummer 3 folgen der Regelung des gleichlautenden § 20 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 und stellen sicher, dass ein Wechsel in die Vermarktungsform der Marktprämie – vgl. §§ 21b und 21c – neu – jederzeit möglich bleibt. Zudem wird dadurch letztlich im Interesse des Anlagenbetreibers ermöglicht, dass die Fahrweise der direkt vermarkteten Anlage an den jeweiligen Verbrauch des Unternehmens angepasst werden kann.

Nach Nummer 4 muss der Strom, der nach dem Marktentwicklungsmodell vermarktet wird, in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien in einem mindestens 15-minütigen Intervall bilanziert wird, der im

Marktentwicklungsmodell vermarktet wird. Mithilfe getrennter Bilanz- oder Unterbilanzkreise soll eine missbräuchliche Doppelvermarktung verhindern und zugleich eine statistische Evaluierung der Nutzung dieses Direktvermarktungsinstrumentes ermöglicht werden. Die Pflicht zur Führung eines „sortenreinen“ Bilanzkreises dient zudem dazu, den Nachweis der Zeitgleichheit von EE-Stromproduktion und -verbrauch sicherzustellen.

Nummer 4 Buchstabe b deckt wie § 20 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe b bisher auch Fälle ab, in denen eine „nicht sortenreine“ Strommenge in einem Umfang mitbilanziert wurde, die zu vernachlässigen ist. In diesen Fällen ist pauschal davon auszugehen, dass die Anforderungen von Nummer 4 eingehalten wurden. Dies dürfte bei Strommengen anzunehmen sein, die sich im Bereich üblicher Messungenauigkeiten bewegen oder als Ausgleichsenergie in den Bilanzkreis einfließen.

Hinsichtlich der Überprüfung der „sortenreinen“ Bilanzierung und Zeitgleichheit von Verbrauch und Erzeugung besteht insbesondere mit der Aufgabenzuweisung an die Bundesnetzagentur (BNetzA) in § 27 Absatz 1 Nummer 5 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) bereits ein Regime zur Nachprüfbarkeit. Zusätzlich soll mit § 85 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe e – neu – die Kontrolle des Vermarktungsmodells sichergestellt werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 verweist auf die entsprechende Anwendung des § 20 Absatz 2, 3 und 4, der die Pflicht der Fernsteuerbarkeit der Anlage (§ 20 Absatz 2) in Kompatibilität mit dem intelligenten Messsystem (§ 20 Absatz 3) und dem Einspeisemanagement nach § 14 (§ 20 Absatz 4) sicherstellt.

(2) Marktentwicklungsmodell als Unterfall der sonstigen Direktvermarktung

§ 21a EEG 2017 könnte zukünftig wie folgt um einen Absatz 2 ergänzt werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
<p>§ 21a Sonstige Direktvermarktung</p> <p>Das Recht der Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlung nach § 19 Absatz 1 direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung), bleibt unberührt.</p>	<p>§ 21a Sonstige Direktvermarktung</p> <p>(1) Das Recht der Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlung nach § 19 Absatz 1 direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung), bleibt unberührt.</p> <p>(2) Die Vermarktung von Strom nach § 79b ist eine Form der sonstigen Direktvermarktung.</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

§ 21a EEG 2017 – neu –

§ 21a – neu – regelt unverändert, dass die Vermarktung des Stromes in Fällen, in denen ein Anlagenbetreiber weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen ist.

Zu Absatz 1

Die Änderung ist rein redaktionell bedingt. Aus dem bisher nur aus einem Satz bestehenden § 21a wird ohne weitere Änderung der neue Absatz 1 des § 21a – neu –.

Zu Absatz 2

Der neue eingefügte Absatz 2 dient ausschließlich der Klarstellung, dass auch das in § 79b – neu – geschaffene Marktentwicklungsmodell eine Form der sonstigen Direktvermarktung darstellt.

(3) Marktentwicklungsmodell schließt Herkunftsnachweise aus

§ 79 Absatz 1 und 3 EEG 2017 müsste zukünftig wie folgt angepasst werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
<p>§ 79 Herkunftsnachweise</p> <p>(1) Das Umweltbundesamt</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, für den keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird, 2. überträgt auf Antrag Herkunftsnachweise und 3. entwertet Herkunftsnachweise. <p>[...]</p> <p>(3) Für Strom aus erneuerbaren Energien, der außerhalb des Bundesgebiets erzeugt worden ist, erkennt das Umweltbundesamt auf Antrag nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung ausländische Herkunftsnachweise an. Ausländische Herkunftsnachweise können nur anerkannt werden, wenn sie mindestens die Vorgaben des Artikels 15 Absatz 6 und 9 der Richtlinie 2009/28/EG erfüllen. In diesem Umfang obliegt dem Umweltbundesamt auch der Verkehr mit den zuständigen Ministerien und Behörden anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union und von Drittstaaten sowie mit Organen der Europäischen Union. Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 21a auf sonstige Weise direkt vermarktet wird.</p>	<p>§ 79 Herkunftsnachweise</p> <p>(1) Das Umweltbundesamt</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, für den keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird und der nicht nach § 21a Absatz 2 vermarktet wird, 2. überträgt auf Antrag Herkunftsnachweise und 3. entwertet Herkunftsnachweise. <p>[...]</p> <p>(3) Für Strom aus erneuerbaren Energien, der außerhalb des Bundesgebiets erzeugt worden ist, erkennt das Umweltbundesamt auf Antrag nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung ausländische Herkunftsnachweise an. Ausländische Herkunftsnachweise können nur anerkannt werden, wenn sie mindestens die Vorgaben des Artikels 15 Absatz 6 und 9 der Richtlinie 2009/28/EG erfüllen. In diesem Umfang obliegt dem Umweltbundesamt auch der Verkehr mit den zuständigen Ministerien und Behörden anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union und von Drittstaaten sowie mit Organen der Europäischen Union. Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 21a Absatz 1 auf sonstige Weise direkt vermarktet wird.</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

Zu § 79 EEG 2017 – neu –

Die Änderung des § 79 Absatz 1 Nummer 1 regelt, dass neben der Vermarktung über das Marktentwicklungsmodell nach § 79b EEG – neu – eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht möglich ist. Hierdurch soll – vergleichbar mit § 80 Absatz 2 – ausgeschlossen werden, dass die positive Umwelteigenschaft („grüne“ Eigenschaft) des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes doppelt vermarktet wird. Wäre dies möglich, könnten für die gleiche Strommenge, die nach § 21a Absatz 2 – neu – unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft vermarktet wird, Herkunftsnachweise ausgestellt werden.

Die Anpassung in § 79 Absatz 3 ist rein redaktionell und durch die Einfügung des Absatz 2 in § 21a – neu – begründet.

(4) Überwachung des Marktentwicklungsmodells durch die BNetzA

§ 85 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2017 könnte um einen Buchstaben e ergänzt werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
<p>§ 85 Aufgaben der Bundesnetzagentur</p> <p>(1) Die Bundesnetzagentur hat vorbehaltlich weiterer Aufgaben, die ihr durch Rechtsverordnung aufgrund dieses Gesetzes übertragen werden, die Aufgaben,</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die Ausschreibungen nach den §§ 28 bis 39h durchzuführen, 2. sicherzustellen, dass die Transparenzpflichten mit Blick auf Zahlungen an Anlagen erfüllt werden, 3. zu überwachen, dass <ol style="list-style-type: none"> a. die Netzbetreiber nur Anlagen nach § 14 regeln, zur deren Regelung sie berechtigt sind, b. die Übertragungsnetzbetreiber den nach § 19 Absatz 1 und § 57 vergüteten Strom nach § 59 vermarkten, die Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Verordnung einhalten, die EEG-Umlage ordnungsgemäß ermitteln, festlegen, veröffentlichen, erheben und vereinnahmen, die Netzbetreiber die EEG-Umlage ordnungsgemäß erheben und weiterleiten und dass nur die Zahlungen nach den §§ 19 bis 55a geleistet werden und hierbei die Saldierung nach § 57 Absatz 4 berücksichtigt worden ist, c. die Daten nach den §§ 70 bis 76 übermittelt und nach § 77 veröffentlicht werden, d. die Kennzeichnung des Stroms nach Maßgabe des § 78 erfolgt. <p>[...]</p>	<p>§ 85 Aufgaben der Bundesnetzagentur</p> <p>(1) Die Bundesnetzagentur hat vorbehaltlich weiterer Aufgaben, die ihr durch Rechtsverordnung aufgrund dieses Gesetzes übertragen werden, die Aufgaben,</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. die Ausschreibungen nach den §§ 28 bis 39h durchzuführen, 2. sicherzustellen, dass die Transparenzpflichten mit Blick auf Zahlungen an Anlagen erfüllt werden, 3. zu überwachen, dass <ol style="list-style-type: none"> a. die Netzbetreiber nur Anlagen nach § 14 regeln, zur deren Regelung sie berechtigt sind, b. die Übertragungsnetzbetreiber den nach § 19 Absatz 1 und § 57 vergüteten Strom nach § 59 vermarkten, die Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Verordnung einhalten, die EEG-Umlage ordnungsgemäß ermitteln, festlegen, veröffentlichen, erheben und vereinnahmen, die Netzbetreiber die EEG-Umlage ordnungsgemäß erheben und weiterleiten und dass nur die Zahlungen nach den §§ 19 bis 55a geleistet werden und hierbei die Saldierung nach § 57 Absatz 4 berücksichtigt worden ist, c. die Daten nach den §§ 70 bis 76 übermittelt und nach § 77 veröffentlicht werden, d. die Kennzeichnung des Stroms nach Maßgabe des § 78 erfolgt, e. die Voraussetzungen für die Vermarktung des Stroms nach Maßgabe des § 79b eingehalten werden. <p>[...]</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

§ 85 EEG 2017 – neu –

In § 85 Absatz 1 Nummer 1 wird durch den neuen Buchstaben e der Bundesnetzagentur die Aufgabe zugewiesen, die Vermarktung von Strom nach § 79b – neu – zu überwachen.

b) Annahmen

- ✔ **Marktorientiertes System i. S. v. § 2 Absatz 2 und 4 EEG 2017:** Die Schaffung einer neuen Form der sonstigen Direktvermarktung unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes ist ein geeignetes Instrument zur weiteren Marktintegration von EE-Strom (§ 2 Absatz 2 EEG 2017), da EE-Anlagen unabhängig eines EEG-Zahlungsanspruches rentabel betrieben werden können. Der Verzicht auf den EEG-Zahlungsanspruch trägt zudem dazu bei, dass die Kosten der Energiewende gering gehalten werden, vgl. § 2 Absatz 4 EEG 2017.
- ✔ **Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes für Unternehmen:** Das bestehende System des EEG erlaubt über § 42 EnWG nur die Kennzeichnung des Stromes als EE-Strom insbesondere auf der Stromrechnung (Informatorischer Charakter), aber keine Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes auf dem weiteren Verwertungspfad (CO₂-Bilanz oder Quotenverpflichtungen).⁸
- ✔ **Herkunfts- und Regionalnachweise nach §§ 79 f. EEG 2017 scheiden insoweit aus:** Herkunfts- bzw. Regionalnachweise erlauben keine Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes. Deswegen entfalten sie in der Praxis keine Preissignale, die Investitionen in erneuerbare Energien anreizen.
- ✔ **Lückenlose Lieferkette mittels sortenreiner Bilanzkreise:** Durch eine Lieferbeziehung zwischen einem EE-Anlagenbetreiber und einem Unternehmer im Rahmen eines ausgeglichenen „sortenreinen“ Bilanzkreises ist ein lückenloser Nachweis darüber möglich, dass der Unternehmer den von EE-Anlagenbetreiber erzeugten EE-Strom zeitgleich verbraucht. Insoweit bedarf es keines eigenen Zertifikates oder Nachweises für die Weitergabe und Verwertbarkeit der „grünen“ Eigenschaft des verbrauchten Stromes, auch wenn die Einhaltung des bilanziellen Ausgleichs überwacht werden muss.

⁸ Vgl. Art. 15 Abs. 2 UAbs. 4 EE-RL (2009/28/EG): „Der Herkunftsnachweis ist für die Einhaltung des Artikels 3 durch die Mitgliedstaaten nicht zu verwenden. Die Übertragung von Herkunftsnachweisen, sei es gesondert oder zusammen mit der physischen Übertragung von Energie, haben keine Auswirkungen auf die Entscheidung von Mitgliedstaaten, zur Erreichung der Ziele auf statistische Transfers, gemeinsame Projekte oder gemeinsame Förderregelungen zurückzugreifen; ebenso wenig haben sie Auswirkungen auf die Berechnung des gemäß Artikel 5 berechneten Bruttoenergieverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen.“ Es gilt zu beachten, dass die Regelung in § 79 EEG 2017 – die auf § 55 EEG 2011 beruht – laut der Gesetzgebung zu § 55 Abs. 1 EEG 2011 (BT-Drs. 17/3629, S. 88) „der 1:1-Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG“ dient.

- ✔ **Systemdienlichkeit:** Indem der Anlagenbetreiber zusammen mit dem Unternehmer als Letztverbraucher im Rahmen eines Bilanzkreises die Zeitgleichheit von Stromerzeugung und Verbrauch sicherstellt, könnten sie unmittelbar einen Beitrag zur Systemstabilität leisten.
- ✔ **Beitrag zur Erreichung der Klimaziele und zur Sektorenkopplung:** Im Hinblick auf die zeitliche Begrenzung des EEG-Zahlungsanspruches und der langfristig gewünschten vollständigen Marktintegration von EE-Strom ist die Entwicklung von neuen Vermarktungsoptionen notwendig. Für die Erreichung der Klimaziele ist insbesondere die wirtschaftlich attraktive Nutzbarmachung von EE-Strom in anderen Sektoren notwendig.
- ✔ **Europarechtskonformität:** Die in diesem Abschnitt vorgeschlagenen gesetzlichen Änderungen zur Vermarktung von EE-Strom entsprechen dem europäischen Recht und sind, da keine Förderung von EE-Erzeugungsanlagen mit ihr einhergeht, mit den beihilferechtlichen Bestimmungen vereinbar.⁹

⁹ Vgl. dazu das Kurzgutachten unter Teil B.

c) Rechtliche Ausgangslage

Im bestehenden EEG-Direktvermarktungssystem erfolgt bei der EE-Stromvermarktung eine Entkopplung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes vom physischen Strom. Der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom wird im Moment der Einspeisung „grau“,¹⁰ unabhängig vom genutzten Bilanzkreis.

Im Rahmen EEG-geförderter Strommengen wird die „grüne“ Eigenschaft über die Ausweisung des deutschlandweiten EEG-finanzierten Anteils in der Stromrechnung allen Stromverbrauchern – ohne eine weitere Verwertungsmöglichkeit – mittelbar vermittelt. Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung kann über den Erwerb von Herkunftsnachweisen nach § 79 EEG 2017 der Anteil des in der Stromrechnung ausgewiesenen „grünen“ Stromes erhöht bzw. „umdeklariert“ werden.¹¹ Dafür verzichtet der Anlagenbetreiber für diese Strommengen auf eine Zahlung nach dem EEG, eine der Grundvoraussetzung für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen unter Einhaltung des Doppelvermarktungsverbots nach § 80 EEG 2017. Aus dem Fehlen eines EEG-Zahlungsanspruches resultiert, dass die sonstige Direktvermarktung nahezu keine Rolle in der Vermarktung von EE-Strom spielt. Denn Verwendung von Herkunftsnachweisen entfaltet keine Preissignale, die tariflich abgebildet werden können und Investitionen in erneuerbare Energien anreizen. Entscheidend dürfte sein, dass Herkunftsnachweise keine Möglichkeit bieten, die „grüne“ Eigenschaft des EE-Stromes in der Wertschöpfungskette (Verwertungspfad) weiterzuverreichen.¹² Nach der Gesetzesbegründung dient der Herkunftsnachweis nur dazu, nachzuweisen, „dass eine bestimmte Strommenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nicht aber, dass die physikalisch gelieferte Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt.“¹³ Das Konzept der Herkunftsnachweise beruht auf der EE-RL. Auf Grund ihres eindeutigen Regelungsgehaltes kommt eine Weiterentwicklung bzw. Änderung der Funktionsweise der Herkunftsnachweise nicht in Betracht.¹⁴

Auch Regionalnachweise ermöglichen es den Lieferanten nur, die mit der Marktprämie geförderte Strommengen neben der Ausweisung als Strom aus Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, zusätzlich auch als regional (ca. 50 km Umkreis) beim jeweiligen Letztverbraucher erzeugten Strom zu kennzeichnen. So heißt es in der Gesetzesbegründung, dass „das

¹⁰ EuGH, Rs. C-379/98, PreussenElektra, EU:C:2001:160, Rn. 79: „[Es liegt] in der Natur der Elektrizität, dass sich ihre Herkunft und insbesondere die Energiequelle, aus der sie gewonnen wurde, nach der Einspeisung in ein Übertragungs- oder Verteilernetz kaum noch bestimmen lässt.“

¹¹ Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 88.

¹² Siehe oben Fn. 8.

¹³ Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 88.

¹⁴ EE-RL (2009/28/EG), Erwägungsgrund 52.

Instrument [...] nur genutzt werden [kann], um für den Stromanteil des Letztverbrauchers, der aus der EEG-Umlage finanziert ist, auszuweisen, inwieweit dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Verbrauch erzeugt wurde. Mit einem Regionalnachweis kann also nicht Strom mit einer ‚grünen Eigenschaft‘ versehen werden, sondern es kann nur für EEG-Strom in der Stromkennzeichnung eine zusätzliche ‚regionale Eigenschaft‘ ausgewiesen werden. Die Grünfärbung von Graustrom ist mit Regionalnachweisen also nicht möglich.“¹⁵ Zwar setzen Regionalnachweise auf tatsächlich erzeugte EE-Strommengen auf, sie erfüllen aber nur einen informatorischen Zweck hinsichtlich der Regionalität und erlauben keine weitere Verwertung der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes.

Die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft ist im derzeitigen Rechtsrahmen nur bei einer Vermarktung des Stromes über Direktleitungen und damit den Aufbau paralleler Infrastruktur möglich (z. B. Eigenstromversorgung, Speichergaserzeugung nach dem EEG, EEWärmeG-Quotenanrechnung,¹⁶ Erzeugung „grünen“ Wasserstoffs nach der 37. BImSchV¹⁷).

Allerdings gibt es erste regulatorische Ausnahmen, die es erlauben, Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung als „grün“ zu nutzen. Anknüpfungspunkt bildet dabei der system- und netzdienliche Bezug des Stromes (siehe SINTEG-Verordnung¹⁸ und 37. BImSchV¹⁹).

Zudem kennt das EEG 2017 mit dem Massenbilanzierungssystem für Gas (vgl. § 44b Absatz 5 EEG 2017) schon ein System, dass bei einer Lieferung über allgemeine Netz die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des Gases erlaubt. So heißt es in der Gesetzesbegründung, „dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als [z. B.] Deponiegas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Deponiegas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als

¹⁵ Gesetzentwurf zum EEG 2016, BT-Drs. 18/8860, S. 244.

¹⁶ Vgl. Anlage „Anforderungen an die Nutzung von Erneuerbaren Energien und Ersatzmaßnahmen“ zum EEWärmeG.

¹⁷ Vgl. § 3 der 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote vom 15.05.2017 (BGBl. I S. 1195 (Nr. 28)). Diese Verordnung tritt erst am 1. Januar 2018 in Kraft.

¹⁸ Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ – SINTEG-Verordnung vom 14.06.2017 (BGBl. I S. 1653).

¹⁹ Zusätzliche Voraussetzung für die Anwendung der Werte gemäß der Anlage 1 zur Verordnung ist, sofern es sich nicht um eine Altanlage handelt, dass der eingesetzte Strom nicht aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen worden ist. Durch die Vorgabe der direkten Nutzung des Stromes soll die Netzdienlichkeit gewährleistet werden.

Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt.“²⁰ Eine Übertragung des Massenbilanzierungssystems von Gas auf die Lieferung von EE-Strom scheidet jedoch derzeit wegen des eindeutigen Regelungsinhalts aus.

Dieser regulatorische Anknüpfungspunkt lässt sich womöglich im Rahmen einer Weiterentwicklung des Rechtsrahmens auf die Stromvermarktung übertragen. Gemäß der Bilanzierung nach § 20 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017 kann Strom, der ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas erzeugt wurde,²¹ in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis unter Einbeziehung von Letztverbrauchern bilanziert und vermarktet werden.²² Damit ist entlang der Lieferkette gewährleistet, dass den Letztverbrauchern bilanziell nur EE-Strom erreicht. Eine solche (ständige) bzw. in sehr kurzen Intervallen erfolgende Bilanzierung bietet auch die Möglichkeit, die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch eindeutig nachzuweisen. Gleichzeitig wäre die Bilanzierung auch systemdienlich, da ein jederzeit ausgeglichener Bilanzkreis sicherstellt, dass die Erzeugung gleich dem Verbrauch des EE-Stromes ist.

Aus der Kombination der Systemdienlichkeit eines ausgeglichenen sortenreinen Bilanzkreises zwischen Erzeuger und Letztverbraucher und dem Nachweis der Lieferung von EE-Strom entlang der Lieferkette (ähnlich zur Massenbilanzierung), kann eine neue Form der sonstigen Direktvermarktung geschaffen werden, ohne den Einsatz europaweit handelbarer Herkunftsnachweise und bei Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des nicht geförderten EE-Stromes.

Nach dem gegenwärtigen Stand des Unionsrechts erscheint eine Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes im Rahmen des vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodells, die vorgeschlagene Anrechnung auf die EEG-Umlage hier ausgeklammert,²³ unbedenklich.²⁴ Aus unionsrechtlicher Sicht ist das Produkt „grüner“ Strom eine „Ware“ im Sinne von Artikel 34 AEUV.²⁵ Ein Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit nach Artikel 34 AEUV liegt aller Voraussicht nach nicht vor. Zwar ist die Bildung von Bilanzkreisen auf die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber beschränkt und damit eine Vermarktung und Lieferung von EE-Strom nach dem

²⁰ Gesetzentwurf zum EEG 2009, BT-Drs. 17/6071, S. 73.

²¹ Eine „Verunreinigung“ durch Strom, dessen Einstellung in den Bilanzkreis nicht vom Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu verantworten ist, ist unbeachtlich - § 20 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 lit. b EEG 2017.

²² So auch Assmann, Europäisierung der Energiewende, S. 104.

²³ Dazu im Folgenden unten III. 2. c).

²⁴ Vgl. dazu das Kurztgutachten unter Teil B.

²⁵ EuGH, Rs. C-393/92, Almelo, EU:C:1994:171, Rn. 28; Rs. C-158/94, Kommission/Italien, EU:C:1997:500, Rn. 17; Rs. C 379/98, PreussenElektra, EU:C:2001:160; Rs. C-206/06, Essent Netwerk Noord, EU:C:2008:413, Rn. 43.

Marktentwicklungsmodell de facto auf die deutschen Regelzonen begrenzt. Doch ist dies allein durch die aktuellen netztechnischen Gegebenheiten bestimmt. Auch die neu angedachte Vermarktung und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes erscheint europarechtlich unbedenklich. Nach bestehender Rechtslage ist neben einer Vermarktung nach § 21a EEG 2017 (§ 21a Absatz 1 EEG 2017 – neu –) die Ausstellung von Herkunftsnachweisen möglich. Diese stellen auch aus europarechtlicher Sicht keine Fördermaßnahme dar. Denn nach Maßgabe des Artikels 15 der Erneuerbare Energien Richtlinie (EE-RL)²⁶ dienen sie ausschließlich der Stromkennzeichnung.²⁷ Soweit die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft auch eine Kennzeichnung des Stromes darstellt, bestehen daher aller Voraussicht nach keine Bedenken aus Sicht des Europarechts. Dabei geht das vorgeschlagene Marktentwicklungsmodell jedoch über die bloße Kennzeichnung der „grünen“ Eigenschaft hinaus. Hinsichtlich der vorgeschlagenen tatsächlichen Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft als vermarktbarer Mehrwert sieht die EE-RL keine ausdrückliche Regelung vor. Dies mag daran liegen, dass es aus europäischer Sicht als kaum durchführbar gilt, die „grüne“ Eigenschaft an den Verbraucher weiterzugeben.²⁸ Insoweit ist davon auszugehen, dass die EE-RL einer Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des gelieferten Stromes nicht entgegensteht, soweit eine Doppelvermarktung verhindert wird²⁹ und „die Herkunft von aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Elektrizität als solche im Sinne dieser Richtlinie gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann“.³⁰ Die Objektivität des Marktentwicklungsmodells kann durch die nachvollziehbare und transparente Bilanzierung in einem Bilanzkreis unter Nutzung eines geeigneten Messsystems gewährleistet werden. Die Nutzung von Bilanzkreisen begrenzt die Vermarktung räumlich auf die Regelzonen, dies ist jedoch nur technisch bedingt und knüpft nicht an die Personen oder den Ursprung des EE-Stromes an, weshalb jeder diskriminierungsfrei Strom über das vorgeschlagene Modell anbieten kann. Auf Grundlage dieser Überlegungen ist davon auszugehen, dass die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft nach dem Marktentwicklungsmodell auf Grundlage „sortenreiner“ Bilanzkreise diese Vorgaben erfüllt. Insoweit erscheinen auch der Nachweis und die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des Stromes über einen Bilanzkreis europarechtlich unbedenklich.

²⁶ EE-RL (2009/28/EG).

²⁷ Vgl. auch die Definition in Artikel 2 lit. j) EE-RL (2009/28/EG), sowie Erwägungsgrund 52.

²⁸ EuGH, Rs. C-573/12; Ålands Vindkraft, EU:C:2014:2037, Rn. 87 (m. w. N.), 90: „Zum anderen ist festzustellen, dass die Herkunftsnachweise angesichts der Fungibilität des in den Übertragungs- und Verteilernetzen vorhandenen Stroms nicht zu belegen vermögen, dass es sich bei einer bestimmten Menge des durch diese Netze gelieferten Stroms um genau die aus den erneuerbaren Energiequellen, in Ansehung deren die Herkunftsnachweise ausgestellt wurden, stammende Menge handelt, so dass die systematische Separation von Strom als grünem Strom in den Stadien der Verteilung und des Verbrauchs weiterhin kaum durchführbar ist.“

²⁹ Vgl. EE-RL (2009/28/EG), Erwägungsgrund 52.

³⁰ Vgl. Artikel 15 Absatz 1 EE-RL (2009/28/EG).

d) Begründung

(1) Zu § 79b EEG – neu –

Die Beibehaltung der „grünen“ Eigenschaft des über das Netz der allgemeinen Versorgung geleiteten EE-Stromes und die Weitergabe auf dem Verwertungspfad ist im bestehenden System des EEG 2017 nicht vorgesehen. Diese Lücke kann insbesondere nicht durch die entsprechende Anwendung bestehender Regelungen geschlossen werden. Um dies zu ermöglichen, muss vielmehr ein neuer Paragraph geschaffen werden.

Die systematische Einordnung erfolgt an der Stelle im EEG, wo auch die Herkunftsnachweise geregelt werden und im Rahmen eines neuen § 79b EEG 2017 – neu –, da das Marktentwicklungsmodell thematisch zur Kennzeichnung und Vermarktung des Stromes passt. Eine Regelung in § 21a EEG 2017 scheidet aus, da diese Vorschrift allein Klarstellungszwecken dient und das vorgeschlagene Marktentwicklungsmodell gerade keine EEG-Zahlung nach den §§ 19 ff. EEG 2017 vorsieht.

Der für das Marktentwicklungsmodell angedachte Weg über sortenreine Bilanzkreise fügt sich in das bestehende regulatorische System der Strombilanzierung ein. Insoweit gibt es schon im Rahmen der Vermarktungsform der Marktprämien – vgl. § 20 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017 – „sortenreine“ Bilanzkreise. Es ist somit keine Gesetzesänderung erforderlich, um die für das Marktentwicklungsmodell nötigen Bilanzkreise zu schaffen. Hinsichtlich des vom Marktentwicklungsmodell geforderten Nachweises der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch ist festzustellen, dass die bestehende Rechtslage diese Erfassung grundsätzlich erlaubt. Bereits jetzt erfolgt eine 15-minütige Regelung von Bilanzkreisen. Bildet man nun im Rahmen des Marktentwicklungsmodells einen Bilanzkreis zwischen einem Unternehmer und EE-Erzeugungsanlagen, in den ausschließlich EE-Strom eingestellt wird, so hat der Bilanzkreisverantwortliche dafür Sorge zu tragen, dass dieser stets ausgeglichen ist. Dies erscheint vor dem Hintergrund der bestehenden – und auch für das Marktentwicklungsmodell vorgeschriebenen – Fernsteuerbarkeit, Nutzung intelligenter Messsysteme und immer genaueren (Wetter-)Prognosen gerade in Bezug auf Stromerzeugung aus Windenergieanlagen möglich. Die Kontrolle der Zeitgleichheit von Verbrauch und Erzeugung erfolgt zum einen durch den Übertragungsnetzbetreiber, da dieser letztlich über die Ausgeglichenheit von Bilanzkreisen wacht. Zudem wird davon ausgegangen, dass die BNetzA als Regulierungsbehörde nach dem EnWG bereits über § 27 Absatz 1 Nummer 5 StromNZV Befugnisse hat, die Zeitgleichheit zu überprüfen. Dennoch wird zur Erhöhung der Rechtssicherheit die eindeutige Zuweisung der Aufgabe der Überwachung des Vermarktungsmodells zur BNetzA vorgeschlagen.³¹

³¹ Vgl. III. 1. a) (4) und d) (4).

(2) Zu § 21a Absatz 2 EEG 2017 – neu –

Die Schaffung des regulatorischen Rahmens, der die Verwertung der „grünen“ Eigenschaft ermöglicht, sollte sich in die bestehenden Veräußerungsmodelle einfügen. Da das Gesetz die bestehenden Vermarktungsformen in den §§ 20 ff. EEG 2017 regelt und es sich bei dem vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodell um eine Form der sonstigen Direktvermarktung handelt, sollte es in § 21a EEG 2017 aufgenommen werden. Eine vollständige Regelung des Marktentwicklungsmodells an dieser Stelle erscheint jedoch nicht systemgerecht, da kein EEG-Zahlungsanspruch begründet wird, sondern es sich gerade um eine davon unabhängige Veräußerungsform handelt.

(3) Zu § 79 EEG 2017 – neu –

Die Schaffung des § 79b EEG 2017 – neu – und des § 21b Absatz 2 EEG 2017 – neu – sollte mit einer neuen Regelung in § 79 EEG 2017 verbunden werden, die besagt, dass die EE-Stromvermarktung im Marktentwicklungsmodell es nicht erlaubt, sich zusätzlich Herkunftsnachweise ausstellen zu lassen. Andernfalls wäre von einem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG 2017 auszugehen. Denn neben der Vermarktung nach § 21a Absatz 2 EEG 2017 – neu – bei der nach § 79b Absatz 1 EEG 2017 – neu – die „grüne“ Eigenschaft mit der entsprechenden Strommenge weitergegeben und somit „verwertet“ wird, könnte andernfalls durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen die darin zum Ausdruck gebrachte „grüne“ Eigenschaft zur Kennzeichnung einer anderen Strommenge ein weiteres Mal genutzt werden. Die Gefahr einer Doppelvermarktung i. S. d. § 80 Absatz 2 EEG 2017 wird auf diese Weise ausgeschlossen.³²

(4) Zu § 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe e EEG 2017 – neu –

Die Schaffung des § 79b EEG 2017 – neu – macht eine klare Aufgabenzuweisung zur Überwachung des Vermarktungsmodells notwendig. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine Kontrolle insbesondere des Messkonzepts durch die BNetzA erfolgen kann und im bestehenden gesetzlichen Rahmen bereits die Überprüfung der Messung hinsichtlich der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch durch Wirtschaftsprüfer am Ende eines jeden Jahres möglich ist.

³² Vgl. Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Auflage, 2013, § 56, Rn. 19.

2. Flexibler Wechsel zwischen EEG-neutraler und EEG-geförderter Stromvermarktung

a) Gesetzesentwurf

(1) Flexibler Wechsel in und aus dem Marktentwicklungsmodell

§ 21b EEG 2017 – neu – könnte zukünftig wie folgt geändert werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
<p>§ 21b EEG 2017 Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel</p> <p>(1) Anlagenbetreiber müssen jede Anlage einer der folgenden Veräußerungsformen zuordnen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. der Marktprämie nach § 20, 2. der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 und 2, auch in der Form der Ausfallvergütung, 3. dem Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 oder 4. der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a. <p>Sie dürfen mit jeder Anlage nur zum ersten Kalendertag eines Monats zwischen den Veräußerungsformen wechseln. Ordnet der Anlagenbetreiber die Anlage dem Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 zu, ist zugleich die Veräußerungsform für den Strom zu wählen, der aus dieser Anlage in das Netz eingespeist wird.</p> <p>[...]</p>	<p>§ 21b EEG 2017 Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel</p> <p>(1) Anlagenbetreiber müssen jede Anlage einer der folgenden Veräußerungsformen zuordnen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. der Marktprämie nach § 20, 2. der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 und 2, auch in der Form der Ausfallvergütung, 3. dem Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 oder 4. der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a Absatz 1 oder 5. dem Marktentwicklungsmodell nach § 21a Absatz 2. <p>Sie dürfen mit jeder Anlage nur zum ersten Kalendertag eines Monats zwischen den Veräußerungsformen wechseln. Dies gilt nicht für den Wechsel in die Veräußerungsform nach Satz 1 Nummer 5, oder den Wechsel aus Veräußerungsform nach Satz 1 Nummer 5 in die Veräußerungsformen nach Satz 1 Nummer 1 und 4. Ordnet der Anlagenbetreiber die Anlage dem Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 zu, ist zugleich die Veräußerungsform für den Strom zu wählen, der aus dieser Anlage in das Netz eingespeist wird.</p> <p>[...]</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

Zu § 21b Absatz 1 EEG 2017 – neu –

Die Änderungen des Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 und 5 ergeben sich aus der Schaffung der neuen sonstigen Direktvermarktungsform des Marktentwicklungsmodells. Die Einfügung des Satzes 2 – neu – soll die flexible Wechselmöglichkeit in und aus der Vermarktungsform des Marktentwicklungsmodells ermöglichen. Diese Flexibilisierung erhält die Sicherheit eines Wechsels in eine Vermarktung mit EEG-Zahlungsanspruch und fördert die Attraktivität des Marktentwicklungsmodells. Dafür wird ein jederzeitiger Wechsel in die Vermarktung nach dem Marktentwicklungsmodell und von diesem zurück in die Vermarktung mit Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a Absatz 1 – neu – ermöglicht.

Eine starre Wechselfrist erscheint anders als für die bisherigen Vermarktungsformen nicht notwendig, denn ein in der Vergangenheit befürchtetes Rosinenpicken – wirtschaftlich betrachtet bestand früher ein Anreiz zeitweise aus der Förderung auszusteigen, wenn der Strompreis an der Börse über der garantierten Einspeisevergütung lag – ist wegen der intendierten direkten und langfristigen Lieferbeziehungen und damit auch der Verpflichtung, den vereinbarten Strom aus erneuerbaren Energien aus den benannten EE-Anlagen zu liefern, nicht möglich. Zudem fehlt der Anreiz, da der flexible Wechsel nur in die Vermarktungsform der geförderten Direktvermarktung zugelassen wird. Deren Förderhöhe (Marktprämie) bemisst sich auch auf Basis des monatlichen durchschnittlichen Börsenstrompreises. Dieser Wert dürfte dem Vermarkter zum Zeitpunkt des Wechsels der Vermarktungsform regelmäßig nicht bekannt sein, so dass eine Optimierung an den Börsenstrompreisen schwer möglich ist. Daher dürfte der Wechsel die Ausnahme bleiben und die Wechselmöglichkeit nur zur wirtschaftlichen Absicherung des Marktentwicklungsmodells in einer Übergangsphase dienen. Für EE-Anlagen ohne EEG-Zahlungsanspruch (Ablauf des 20-jährigen Förderzeitraums oder keine Teilnahme an Ausschreibungen), ist die Wechselvorschrift ohnehin nicht relevant.

Es wird zudem davon ausgegangen, dass die Abrechnung etwaiger EEG-Förderansprüche, die zeitweise aufgrund eines Wechsels entstehen können, im Rahmen des bestehenden Systems und damit anhand der jeweiligen Monatsmarktwerte ermittelt werden können. Zudem wird die Planbarkeit des Netzbetreibers durch die Beschränkung des flexiblen Wechsels aus dem Marktentwicklungsmodell in die Veräußerungsformen nach Nummer 1 und 4 berücksichtigt. Bei diesen Vermarktungsformen wird der Strom ebenfalls über den Bilanzkreis eines Dritten vermarktet. Der wechselwillige Vermarkter muss also andere Vermarkter finden, die seine Flexibilität mittragen. Ein flexibler Wechsel in die Einspeisevergütung ist ausgeschlossen und damit die Bilanzierung des Netzbetreibers nicht betroffen.

(2) Verfahren für den flexiblen Wechsel

§ 21c EEG 2017 könnte zukünftig wie folgt geändert werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
<p>§ 21c Verfahren für den Wechsel</p> <p>(1) Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilen, wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 veräußern oder wenn sie zwischen den Veräußerungsformen wechseln. Im Fall der Ausfallvergütung reicht es aus, wenn der Wechsel in die Einspeisevergütung oder aus dieser heraus dem Netzbetreiber abweichend von Satz 1 bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt wird.</p> <p>[...]</p>	<p>§ 21c Verfahren für den Wechsel</p> <p>(1) Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitteilen, wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 veräußern oder wenn sie zwischen den Veräußerungsformen wechseln. Abweichend von Satz 1 gilt für Strom der erstmals nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 veräußert werden soll, oder für den Wechsel in diese Veräußerungsform, oder für den Wechsel von dieser Veräußerungsform in eine Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 4, dass der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Wechsel bis eine Stunde vor dem Wechsel mitteilen kann. Im Fall der Ausfallvergütung reicht es aus, wenn der Wechsel in die Einspeisevergütung oder aus dieser heraus dem Netzbetreiber abweichend von Satz 1 bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt wird.</p> <p>[...]</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

Zu § 21c Verfahren für den Wechsel**Zu Absatz 1**

Zwischen Satz 1 und 2 des bisherigen Absatzes 1 von § 21c EEG 2017 wird ein Satz 2 – neu – eingefügt, der abweichend von Absatz 1 Satz 1 die Anmeldefrist für den Wechsel in oder aus der neuen Vermarktungsform des Marktentwicklungsmodells auf eine Stunde vor dem beabsichtigten Wechsel verkürzt. Dies gilt jedoch nicht für den Wechsel aus dem Marktentwicklungsmodell in die Einspeisevergütung. So soll verhindert werden, dass der (Übertragungs-)Netzbetreiber nicht hinreichend auf das damit verbundene Vermarktungsrisiko reagieren kann. Auch ein Rosinenpicken ist wegen der direkten und langfristigen Lieferbeziehungen kaum möglich. Eine starre Wechselfrist erscheint anders als für die bisherigen Vermarktungsformen somit nicht notwendig. Die Frist von einer Stunde lehnt sich an den Handel am Intraday-Markt der Strombörse an. Derzeit können dort Positionen bis zu 30 Minuten vor Fälligkeit gehandelt werden. Eine Ankündigung eines Vermarktungsformwechsels bis zu einer Stunde vor dem Wechsel sollte damit genug Zeit bieten, reagieren zu können, ohne dass wesentliche bilanzielle Ungleichgewichte zu befürchten sind.

Zu Absatz 2 bis 4

Die Absätze 2 bis 4 sind gegenüber EEG 2017 unverändert.

b) Annahmen

- ✔ **Echtzeit-Energiewirtschaft:** Aus technischer Sicht ist schon heute eine minuten- bzw. sekunden-genaue Bilanzierung von Stromerzeugung und -verbrauch möglich. Sie bildet die Grundlage für eine weitere Optimierung der Energieversorgung durch eine breite Digitalisierung der Energiewirtschaft. Erste Schritte hin zu einer Echtzeit-Energiewirtschaft sind u. a. mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, den verkürzten Gebotszeiten im Rahmen des Regelenergiemarktes (ab Juli 2018) und dem schnelleren Handel an der Strombörse gemacht.
- ✔ **Flexibilität bietet Sicherheit:** Indem man dem Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen einen flexiblen Wechsel zwischen Vermarktungsmodellen ermöglicht, schafft man die Grundlage für die Entwicklung und Erprobung von Vermarktungsmodellen hin zu einer vollständigen Marktintegration von EE-Strom, ohne dass die Refinanzierung der EE-Stromproduktion gefährdet wird.
- ✔ **Übergangslösung:** Ein flexibler Wechsel zwischen den Vermarktungsoptionen stellt letztlich nur eine Übergangslösung dar. Sie entfaltet keine Wirkung in Fällen, in denen entweder das Ende der Förderdauer einer Anlage erreicht ist oder auf eine EEG-Förderung ganz verzichtet wird. Denn ohne einen EEG-Zahlungsanspruch ist auch kein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nach den §§ 20, 21 EEG 2017 und der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG 2017) mehr nötig. Diese Fälle könnten in Zukunft den Hauptanwendungsbereich für das Vermarktungsmodell bilden.

c) Rechtliche Ausgangslage

Nach derzeitiger Rechtslage ist es dem Anlagenbetreiber zwar möglich zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen – Einspeisevergütung,³³ geförderte Direktvermarktung (Marktprämienmodell) und sonstiger Direktvermarktung – zu wählen. Der Anlagenbetreiber muss sich jedoch stets für einen Monat festlegen. Ein flexibles bzw. spontanes Wechseln zwischen den Veräußerungsformen ist nicht gestattet. Auf der einen Seite will der Gesetzgeber so eine gerechte Verteilung von Chancen und Risiken der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sicherstellen.³⁴ Außerdem soll die starre Frist es den Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, schneller und präziser zu erkennen, welche Vermarktungswege von den Anlagenbetreibern gewählt werden.³⁵

Der Gedanke des Gesetzgebers hinter dem ersten Argument war, dass ohne eine hinreichend lange Wechselfrist die Gefahr bestand, dass die Fördereffizienz des EEG abnimmt. Denn wirtschaftlich gesehen bestand nur ein Anreiz zeitweise aus der Einspeisevergütung auszusteigen, wenn der Strompreis an der Börse über der garantierten Einspeisevergütung lag, sprichwörtlich auch als „Rosinenpicken“ bezeichnet. Die Annahme war, dass dies letztlich dazu führen würde, dass die Chancen privatisiert, die Risiken aber sozialisiert werden. Denn dieser zeitweise Ausstieg würde zu einer höheren EEG-Umlage und letztlich einem höheren Strompreis für den Letztverbraucher führen, ohne dass sich für die Volkswirtschaft ein Mehrwert ergäbe. Denn die negative Differenz aus EEG-Vergütung und dem Strompreis in diesen Hochpreiszeiten könnte dann nicht mehr differenzkostensenkend wirken.³⁶ Dabei war es dem Gesetzgeber bewusst, dass „die rigiden Regelungen dieser Paragraphen eine Eigenvermarktung eher unattraktiv machen.“³⁷

Zudem wollte der Gesetzgeber durch die beschränkte Wechselmöglichkeit den Netzbetreibern Planungssicherheit im Bereich des Lastenmanagements verschaffen.³⁸ Denn der Netzbetreiber ist im Rahmen der Einspeisevergütung nicht nur verpflichtet, den produzierten EE-Strom in sein Netz aufzunehmen, sondern diesen auch zu vermarkten. Insoweit dient die Planungssicherheit dem Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Strommengen, die von ihm nach §§ 11, 56 EEG 2017 abzunehmen sind und prognostiziert werden, Dispositionen über den

³³ Für Neuanlagen die nach dem 01.08.2014 erstmals an das Netz gehen, besteht die Wahl der Einspeisevergütung nicht mehr, sofern sie eine installierte Leistung von über 100 kW haben (§ 21 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2017).

³⁴ Gesetzentwurf zum EEG 2009, BT-Drs. 16/8148, S. 49; als Reaktion auf den EEG-Erfahrungsbericht 2007, BT-Drs. 16/7719, S. 96 f.

³⁵ Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 79.

³⁶ Vgl. EEG-Erfahrungsbericht 2007, BT-Drs. 16/7719, S. 96 f.

³⁷ Gesetzentwurf zum EEG 2009, BT-Drs. 16/8148, S. 49.

³⁸ Gesetzentwurf zum EEG 2009, BT-Drs. 16/8148, S. 49.

Verkauf an der Strombörse zu treffen.³⁹ Der Gesetzgeber hat diese Absicht mit dem EEG 2012 noch bekräftigt, wonach die Wechselfristen es den Netzbetreibern ermöglichen sollen, schnell und präzise zu erkennen, welche Vermarktungswege von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gewählt werden.⁴⁰ Diese Bedenken gelten jedoch nicht für die sonstige Direktvermarktung und den Wechsel in die geförderte Direktvermarktung. Denn für die direkt vermarkteten Strommengen muss der Netzbetreiber keine Bilanzkreisverantwortung übernehmen. Zudem dürfte die für diese Vermarktung zunehmend erforderliche Digitalisierung auch dem Netzbetreiber eine schnelle und präzise Zuordnung der Strommengen zur jeweiligen Vermarktungsform ermöglichen.

d) Begründung

(1) Zu § 21b Absatz 1 Satz 2 EEG 2017 – neu –

Beachtet man, dass mit dem vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodell der Abschluss langfristiger Lieferbeziehungen von EE-Anlagenbetreibern bzw. Direktvermarkter mit Unternehmen bezweckt werden sollen, besteht nicht die Gefahr des sogenannten Rosinenpickens, wenn man es dem EE-Anlagenbetreiber ermöglicht kurzfristig, gegebenenfalls auch nur teilweise, in die EEG-geförderte Direktvermarktung zurück zu wechseln. Denn einen solchen Wechsel wird er im Regelfall nur dann vornehmen, wenn er unerwartet viel Strom produziert – insoweit will er nur seine Reststrommengen vermarkten. Oder aber, wenn sein Vertragspartner z. B. wegen Wartungen oder Produktionsumstellungen nicht in der Lage ist, die vertraglich vereinbarte Strommenge abzunehmen. Der EE-Anlagenbetreiber dürfte zudem ein unmittelbares Interesse daran haben, alsbald wieder in die Vermarktung nach dem Marktentwicklungsmodell wechseln zu können, um so seinen vertraglichen Verpflichtungen, die vereinbarten EE-Strommengen aus den benannten EE-Anlagen zu liefern, nachzukommen. Ein Wechsel aus dem Marktentwicklungsmodell würde somit weniger den Regelfall, als vielmehr die Ausnahme bilden.

Zudem erfolgt mit dem Wechsel in das Marktentwicklungsmodell kein Wechsel in eine Vermarktung des Stromes an der Strombörse. Ein Wechsel aus dem EEG-Zahlungsanspruch in das Marktentwicklungsmodell zum „Rosinenpicken“ wird nach diesem Verständnis nicht angereizt. Denn die Förderung mit der Marktprämie erfolgt auf Basis des monatlichen durchschnittlichen Börsenstrompreises, der dem Vermarkter zum Zeitpunkt des Wechsels der Vermarktungsform

³⁹ Vgl. Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage, 2011, § 17, Rn. 2.

⁴⁰ Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 79.

regelmäßig nicht bekannt sein dürfte, so dass eine Optimierung an den Börsenwerten schwer möglich ist.

Dies zeigt, dass hinsichtlich des Marktentwicklungsmodells keine Notwendigkeit von starren Wechselfristen besteht. Vielmehr bedarf es des flexiblen Wechsels, um dadurch übergangsweise die Risiken des EE-Anlagenbetreibers bzw. des Direktvermarkters abzufedern und eine weitere Marktintegration von EE-Strom anzureizen.

Bedenkt man schließlich, dass die Lieferung des Stromes auf Grundlage des Marktentwicklungsmodells über das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, führt ein Wechsel aus oder in diese Vermarktungsform zu keiner Veränderung des (prognostiziert) eingespeisten Stromes in das Netz. Insoweit beeinflusst ein etwaiger Wechsel die Planung des Übertragungsnetzbetreibers nur bei der Erfassung etwaiger EEG-Zahlungsansprüche, was wegen der zunehmenden Digitalisierung der zugrundeliegenden Prozesse keinen erheblichen Mehraufwand mit sich bringen dürfte. Darüber hinaus wird die mit den starren Wechselfristen nach § 21b Absatz 1 Satz 2 EEG 2017 geschützte Planungssicherheit von Übertragungsnetzbetreibern ausreichend berücksichtigt, indem ein flexibler Wechsel aus dem Marktentwicklungsmodell in die feste Einspeisevergütung nicht erlaubt wird. Andernfalls hätte der Übertragungsnetzbetreiber sehr kurzfristig das Risiko zu tragen, den eingespeisten Strom an der Strombörse vermarkten und seinen Bilanzkreis auszugleichen zu müssen. Insoweit ist es ausreichend, dass der EE-Anlagenbetreiber flexibel in die Veräußerungsform der über die Marktprämie geförderten Direktvermarktung wechseln kann und so die Risiken eines niedrigen Strompreises angemessen zwischen Übertragungsnetzbetreiber und EE-Anlagenbetreiber verteilt werden.

Letztlich ist nicht erkennbar, dass eine flexible Wechselmöglichkeit in und aus dem Marktentwicklungsmodell zu erhöhten Systemkosten führt. Eine Regulierung des Stromnetzes erfolgt bereits jetzt 15-minütig, weswegen auch ein kurzfristiger Wechsel leicht berücksichtigt werden kann. Auch hinsichtlich der Berechnung des EEG-Zahlungsanspruches besteht kein Mehraufwand. Denn bereits jetzt erfolgt eine 15-minutengenaue Erfassung der Strommengen, für die ein EEG-Zahlungsanspruch besteht. Im Übrigen verändert die Wechselmöglichkeit das bestehende System der EEG-Zahlungsansprüche nicht.

(2) Zu § 21c Absatz 1 Satz 1 und 2 EEG 2017 – neu –

Da die Bewirtschaftung des Stromnetzes bereits auf Grundlage eines 15-Minuten-Takts erfolgt, erscheint – insbesondere im Hinblick auf die Datenerfassung hinsichtlich der den Vermarktungsform wechselnd zugeordneten Strommengen – eine Mitteilungsfrist von einer Stunde ausreichend, damit der (Übertragungs-)Netzbetreiber auf den Wechsel reagieren kann. Dies gilt insbesondere deswegen, da sich mit einem Wechsel in oder aus dem Marktentwicklungsmodell an den in das Netz (prognostiziert) eingespeisten Strommengen nichts ändert. Etwaige Risiken des Übertragungsnetzbetreibers hinsichtlich der Vermarktung des im Rahmen der Einspeisevergütung eingespeisten EE-Stromes wird dadurch ausreichend Rechnung getragen, dass der flexible Wechsel aus dem Marktentwicklungsmodell in die Einspeisevergütung nicht erlaubt wird. Der flexible Wechsel aus der Einspeisevergütung in das Marktentwicklungsmodell wiederum dürfte die Ausnahme bilden. Dieser Wechsel könnte zu Lieferschwierigkeiten des Übertragungsnetzbetreibers führen. Da der Stromhandel an der Strombörse im Intraday-Markt aber bereits heute bis zu 30 Minuten vor Fälligkeit erfolgt, ist zu erwarten, dass der Übertragungsnetzbetreiber bei der mindestens stündlichen Wechselfrist genug Reaktionszeit hätte, um seine Bilanzkreise ausgeglichen zu halten.

3. Anrechnung auf die EEG-Umlage und Sicherstellung der EEG-Kostenneutralität des direkten Handels von EE-Strom

a) Gesetzesentwurf

(1) EEG-Konto-neutraler Anreiz für das Marktentwicklungsmodell

Nach § 61k EEG 2017 könnte zukünftig um einen § 61l EEG 2017 – neu – eingefügt werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
-	<p>§ 61l EEG 2017 Anrechnung ersparter EEG-Zahlungen auf die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage</p> <p>(1) Auf den Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage sind ersparte Zahlungen nach § 19 Absatz 1, die aufgrund der Vermarktung nach § 79b für diese Strommengen nicht angefallen sind, monatlich anzurechnen. Die Anrechnung erfolgt höchstens bis zu einer EEG-Umlage auf null.</p> <p>(2) Die Anrechnung auf den Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage erfolgt nur, wenn derjenige, der die EEG-Umlage für den nach § 79b gelieferten Strom zahlen muss,</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. sicherstellt, dass die Voraussetzungen des Absatzes 1 jederzeit durch geeichte Messeinrichtungen und eine nachvollziehbare, die monatliche Anrechnung berücksichtigende Abrechnung eingehalten werden; hierzu ist insbesondere erforderlich, dass sämtliche Strommengen durch geeichte Messeinrichtungen und erforderlichenfalls intelligente Messsysteme im Sinn des § 2 Nummer 7 des Messstellenbetriebsgesetzes gesondert erfasst mitgeteilt werden; insbesondere sind Strommengen, für die unterschiedlich hohe Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 1 aufgrund der Vermarktung nach § 79b nicht angefallen sind, gesondert zu erfassen, 2. seine Mitteilungspflichten nach § 74 Absatz 2 erfüllt hat. <p>Der Nachweis der Voraussetzungen des Absatzes 1 Satz 1, insbesondere der Zahlungen nach § 19 Absatz 1, die aufgrund der Vermarktung nach § 79b für diese Strommenge nicht angefallen sind, ist gegenüber dem Netzbetreiber kalenderjährlich durch denjenigen zu erbringen, der zur Zahlung der EEG-Umlage für den nach § 79b gelieferten Strom verpflichtet ist.</p> <p>(3) Der Anrechnungsbetrag nach Absatz 1 reduziert sich für das jeweilige Kalenderjahr um 50 Prozentpunkte, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen seine Mitteilungspflichten nach § 74 Absatz 1 nicht spätestens bis zum 31. Mai des Jahres erfüllt, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflichten zu erfüllen gewesen wären.</p>

Dies führt zu folgender möglichen Gesetzesbegründung: **Zu § 61l EEG 2017 – neu –**

Der § 61l EEG 2017 – neu – führt eine neue Ausgleichregelung in das EEG ein. Dabei handelt es sich im Gegensatz zu den übrigen im EEG geregelten Privilegierungen um eine für das EEG-Konto neutrale Regelung, die einen Anreiz für bestehende EE-Anlagen hin zu einer direkten Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 79b EEG 2017 – neu – setzen soll.

Im Regelfall wird der Elektrizitätsversorger auch bei der Lieferung nach § 79b EEG 2017 – neu – die EEG-Umlage zahlen müssen, die er letztlich auf den Letztverbraucher umlegen wird. Die Beteiligung an der Finanzierung der Förderkosten ist deshalb gerechtfertigt, da letztlich alle EE-Anlagen von der Lernkurve profitieren, die die für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzten Technologien dank der Förderung durch das EEG in den letzten Jahren durchlaufen haben.

Zu Absatz 1

Absatz 1 ermöglicht es dem Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter, der aufgrund des Vermarktungsmodells gleichzeitig in der Rolle eines Elektrizitätsversorgungsunternehmers den Strom an Letztverbraucher liefert, die Summe der im vorangegangenen Monat nicht in Anspruch genommenen Zahlungsansprüche nach § 19 Absatz 1 für den nach § 79b – neu – gelieferten Strom auf den Anspruch nach § 60 Absatz 1 anzurechnen. Die Anrechnung in der Höhe, in der auf einen EEG-Zahlungsanspruch verzichtet wurde, erhöht die Finanzierungslast bei den übrigen Verbrauchern nicht (EEG-Konto-Neutralität). Satz 2 stellt deswegen klar, dass die Anrechnung nach Satz 1 höchstens dazu führen kann, dass die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für den nach § 79b – neu – gelieferten Strom sich auf null reduziert. Ohne diese Begrenzung könnte die Anrechnungsmöglichkeit in Satz 1 dergestalt genutzt werden, dass die durch die Vermarktung nach § 79b – neu – ersparten EEG-Zahlungsansprüche für den Anlagenbetreiber oder Drittvermarkter eine negative EEG-Umlage ergeben.

Zu Absatz 2

Mit Absatz 2 wird eine dem § 61k Absatz 1b entsprechende Regelung für die Anrechnung nach § 61l geschaffen. Dabei regelt Absatz 2 die Voraussetzungen, die erfüllt werden müssen, um die ersparten EEG-Zahlungen auf den Anspruch auf die EEG-Umlage anrechnen zu können. Nummer 1 soll sicherstellen, dass die Strommengen, die nach § 79b – neu – vermarktet werden, für die Anrechnung genau festgestellt werden können. Sie sind daher getrennt von anderen Strommengen zu erfassen. Die

Erfassung muss durch geeichte Messeinrichtungen erfolgen. Nummer 2 regelt die Nachvollziehbarkeit der Anrechnung. Die ersparten EEG-Zahlungen sind dem Übertragungsnetzbetreiber gegenüber nachzuweisen.

Absatz 2 Satz 2 bestimmt, dass der für die Anwendung des Absatzes 1 erforderliche Nachweis der ersparten Zahlungen der EEG-Umlage für Strom, der nach § 79b – neu – Strom geliefert wurde, kalenderjährlich durch den Stromlieferanten zu erbringen ist. Denn dieser tritt bei der Vermarktung nach 79b – neu – stets als Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf und ist deswegen zur Zahlung der EEG-Umlage für den gelieferten Strom, auf die angerechnet wird, verpflichtet.

Zu Absatz 3

Nach Absatz 3 reduziert sich die Anrechnung um 50 Prozentpunkte für jedes Kalenderjahr rückwirkend, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen seine Mitteilungspflichten nach § 74 Absatz 1 nicht spätestens bis zum 31. Mai des Jahres erfüllt, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem diese Mitteilungspflichten unverzüglich zu erfüllen gewesen wären. Die Regelung orientiert sich dabei an § 61k Absatz 4, der die Einhaltung der Meldepflichten für Stromspeicher sicherstellen soll.

(2) Nachvollziehbarkeit des EEG-Konto-neutralen Anreizes

§ 74 Absatz 2 EEG 2017 könnte zukünftig wie folgt um einen Satz 4 erweitert werden:

Aktuelle Fassung	Vorschlag einer Neufassung
<p>§ 74 Elektrizitätsversorgungsunternehmen</p> <p>[...]</p> <p>(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitteilen und bis zum 31. Mai die Endabrechnung für das Vorjahr vorlegen. Soweit die Belieferung über Bilanzkreise erfolgt, müssen die Energiemengen bilanzkreisscharf mitgeteilt werden. Im Fall der Belieferung eines Stromspeichers im Sinn des § 61k sind zusätzlich sämtliche Strommengen im Sinn des § 61k Absatz 1b Nummer 1 anzugeben.</p>	<p>§ 74 Elektrizitätsversorgungsunternehmen</p> <p>[...]</p> <p>(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitteilen und bis zum 31. Mai die Endabrechnung für das Vorjahr vorlegen. Soweit die Belieferung über Bilanzkreise erfolgt, müssen die Energiemengen bilanzkreisscharf mitgeteilt werden. Im Fall der Belieferung eines Stromspeichers im Sinn des § 61k sind zusätzlich sämtliche Strommengen im Sinn des § 61k Absatz 1b Nummer 1 anzugeben. Im Fall der Belieferung eines Letztverbrauchers nach § 79b sind zusätzlich sämtliche Strommengen im Sinn des § 61l Absatz 2 Nummer 1 anzugeben.</p>

Eine Gesetzesbegründung könnte wie folgt lauten:

§ 74 Absatz 2 EEG 2017 – neu –

Die Ergänzung stellt sicher, dass der Übertragungsnetzbetreiber die vom jeweiligen Lieferanten gemeldeten Anrechnungen nachvollziehen kann und ihm darüber hinaus alle notwendigen Daten zur Abrechnung der EEG-Umlage rechtzeitig zur Verfügung stehen. So weitet der angefügte Satz 4 die Meldepflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf den nach § 79b – neu – gelieferten Strom aus, deren Notwendigkeit dem neuen § 61l – neu – geschuldet ist.

b) Annahmen

- ✔ **Anreizsetzung:** Indem man Anlagenbetreibern ermöglicht, EE-Stromerzeugung über den Markt zu refinanzieren, kann in entsprechendem Umfang der Förderbedarf reduziert werden. Hier setzt das vorgeschlagene Marktentwicklungsmodell an, indem die in diesem Rahmen bezogenen Strommengen von einer verringerten EEG-Umlage profitieren, wenn auf den EEG-Vergütungsanspruch verzichtet wird.
- ✔ **Kostenneutralität für die Stromverbraucher:** Für die Verbraucher und die Allgemeinheit verursacht das Marktentwicklungsmodell keine Mehrkosten. Der Entlastung des EEG-Kontos durch den im Marktentwicklungsmodell gelieferten Strom steht eins-zu-eins die vorgeschlagene Anrechnung auf die EEG-Umlage gegenüber. Die Entlastung kommt dadurch zustande, dass im Rahmen der Vermarktung von EE-Strom nach dem Marktentwicklungsmodell auf einen die EEG-Umlage belastenden EEG-Zahlungsanspruch verzichtet wird.
- ✔ **Keine erhöhten Anforderungen an den Messstellenbetrieb:** Es wird davon ausgegangen, dass die bestehenden technischen Einrichtungen, die insbesondere bereits jetzt für eine Direktvermarktung des Stromes mit Marktprämie erforderlich sind, ausreichend sind, um die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch virtuell in Echtzeit nachzuweisen. Insbesondere kann die Nachvollziehbarkeit durch ein einheitliches Messkonzept der BNetzA (vgl. Leitfaden für Messstellen nach EEG) sichergestellt werden.
- ✔ **Anmeldung und Kontrolle im bestehenden System:** Die bestehenden Regelungen zur Testierung (§ 75 EEG 2017) der Endabrechnung stellen eine ausreichende Überprüfung hinsichtlich der vorgeschlagenen Anrechnung auf die EEG-Umlage sicher.
- ✔ **Europarechtskonform:** Die vorgeschlagenen gesetzlichen Änderungen zur Anrechnung auf die EEG-Umlage im Rahmen einer Vermarktung nach dem Marktentwicklungsmodell sind aller Voraussicht nach mit dem gegenwärtigen Recht der Europäischen Union, insbesondere mit den Binnenmarktvorschriften und dem EU-Beihilfenrecht, vereinbar.⁴¹

⁴¹ Vgl. dazu das Kurzgutachten unter Teil B.

c) Rechtliche Ausgangslage

Entscheidend für die wachsenden Marktanteile der vom EEG-Zahlungsanspruch unabhängigen sonstigen Direktvermarktung ist ihre wirtschaftliche Attraktivität. Für die unter dem vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodell gehandelten Strommengen fallen neben der EEG-Umlage die üblichen Steuern, Abgaben und Umlagen an. Der Letztverbraucher, der seinen Strom in aller Regel über das Netz der allgemeinen Versorgung bezieht, hat direkt oder indirekt Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Strom- und Umsatzsteuer, KWKG-, Offshore-Haftungs-, § 19 StromNEV- und EEG-Umlage zu tragen. Wobei die EEG-Umlage einen der größten Anteile des Gesamtstrompreises ausmacht. Die Belastung mit der EEG-Umlage stellt damit ein entscheidendes Hemmnis für das Marktentwicklungsmodell dar. Der Anlagenbetreiber kann trotz des oben (III. 1.) vorgeschlagenen „grünen“ Mehrwerts seines Stromes im Regelfall keinen für ihn und den Letztverbraucher wirtschaftlich attraktiven Strompreis anbieten. Die Zahlung insbesondere von Netzentgelten und Konzessionsabgaben kann von ihm nicht vermieden werden, da seine direkte vertragliche Lieferbeziehung über das Netz der allgemeinen Versorgung laufen soll. Denn der Vertragspartner befindet sich selten in unmittelbarer räumlicher Nähe, so dass die Möglichkeit einer direkten Lieferung ausscheidet.

Nach § 60 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017 ist die EEG-Umlage von Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu zahlen. Hiernach können die Übertragungsnetzbetreiber von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern – wie es auch im vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodell nach § 79b EEG 2017 – neu – gedacht ist, anteilig für den jeweils an den Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe des Ausgleichsmechanismus verlangen (EEG-Konto). Auch wenn diese Kosten letztlich über die Stromrechnung an den Verbraucher weitergegeben werden, verpflichtet die Regelung das Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Eine Verringerung der EEG-Umlage – nach der aktuell bestehenden Rechtslage des EEG 2017 – kommt insbesondere wegen einer Lieferung des Stromes über das Netz der allgemeinen Versorgung nicht in Betracht und würde zudem Beihilfeproblematiken bergen. Bisher können nach dem Gesetz nur Eigenversorger (§ 61a ff. EEG 2017) anteilig von der EEG-Umlage entlastet und für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen die Zahlung der EEG-Umlage begrenzt werden (§ 63 ff. EEG 2017). Für Netzstrombezug sieht das EEG 2017 derzeit nur dann eine Ausnahme von der Verpflichtung zur vollständigen Zahlung der EEG-Umlage vor und zwar, wenn der Strom lediglich zum Zweck der Zwischenspeicherung im Sinne von § 61k Absatz 1 EEG 2017 von Stromspeichern bezogen wird. EEG-Umlage verringert sich in dem Umfang (höchstens

auf null), wie sie auf die ausgespeicherte Strommenge letztlich anfällt. Die EEG-Umlage fällt mit hin auf eine Strommenge i. d. R. nur ein Mal an. Vermieden wird eine Doppelbelastung einer Strommenge. Eine im EEG 2012 umfassende Befreiung von der EEG-Umlage im Rahmen des sogenannten „Grünstromprivilegs“ wurde u. a. wegen europarechtlicher Bedenken gestrichen und die Eigenversorgung seit dem EEG 2014 zunehmend an der EEG-Umlage beteiligt. Dies geschah mit dem politischen Willen, Überförderungen bei Neuanlagen abzubauen und die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien solidarisch auf mehr Verbraucher zu verteilen, Wettbewerbsverzerrungen im gewerblichen Bereich zu verringern sowie die Flexibilität des Gesamtsystems zu erhöhen. Eine Zunahme der EEG-Umlageprivilegierungen ist nicht mehr gewollt. In soweit könnte man sagen, dass die vom Gesetzgeber gewünschte sonstige Direktvermarktung von EE-Strom (§ 2 Absatz 2 EEG 2017) mit dem Ziel einer vollständigen Marktintegration erneuerbarer Energien durch die EEG-Umlagelast behindert wird.

d) Begründung

(1) Zu § 61l EEG 2017 – neu –

Im Hinblick auf die zeitliche Begrenzung des EEG-Zahlungsanspruches und der langfristig gewünschten vollständigen Marktintegration von EE-Strom steht der Entwicklung von Vermarktungsoptionen unabhängig vom EEG-Zahlungsanspruch im Sinne des nachhaltigen Erreichens der Klimaziele nichts entgegen. Ohne eine rentable vom EEG-Zahlungsanspruch unabhängige Vermarktungsform droht den EE-Stromerzeugungsanlagen, die nach Ablauf der 20-jährigen Höchstförderdauer aus der EEG-Förderung herausfallen, ein Rückbau anstelle des teilweise eingeplanten Weiterbetriebes. Denn bei den aktuellen Marktkonditionen ist aller Wahrscheinlichkeit nach insbesondere für die Mehrzahl der Bestandwindenergieanlagen ein rentabler Weiterbetrieb nach 2020 nicht möglich.⁴² Beachtet man zusätzlich, dass die Ausbauziele (vgl. § 1 EEG 2017) Bruttoziele sind,⁴³ die einen Rückbau nach Auslaufen der Höchstförderdauer nicht berücksichtigen, dann erscheint ein Erhalt der Leistung aus Bestandsanlagen nötig, um den für ein Erreichen der Klimaziele notwendigen Netto-Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen.

Wie oben (III. 2. c)) erläutert, sind unterschiedliche Privilegierungen von der EEG-Umlage bereits in der Gesetzessystematik enthalten. Eine Regelung erscheint daher aus rechtlicher Sicht

⁴² Vgl. Bericht der Windguard - Wallasch/ Lüers/ K. Rehfeldt, „Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020“, veröffentlich: <http://www.windguard.de/service/knowledge-center/veroeffentlichungen.html>.

⁴³ Gesetzentwurf zum EEG 2017, BT-Drs. 18/8860, S. 188 (Zu § 4 EEG 2016).

grundsätzlich möglich, soweit die Zielsetzungen des EEG beachtet und zugleich die Konformität mit den europarechtlichen Vorgaben gewahrt wird.

Die vorgeschlagene Anrechnung von genau dem Betrag auf die EEG-Umlage, um den das EEG-Konto durch die Vermarktung des Stromes nach § 79b EEG 2017 – neu – entlastet wird, ist systematisch am ehesten bei § 61k EEG 2017 zu verorten. Im Rahmen dieses Paragraphen ist bereits eine ausgleichende Regelung hinsichtlich der EEG-Umlage von insbesondere über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogenen Stromes (zur Vermeidung einer Doppelbelastung derselben Strommengen) geregelt. Die vorgeschlagene Anrechnung auf die EEG-Umlage für den nach § 79b EEG 2017 – neu – vermarkteten und gelieferten Strom steht den Zielen des EEG nicht entgegen, vielmehr ist der Übergang von einer geförderten hin zu einer vollständigen Marktintegration vom Gesetzgeber gewollt (§ 2 Absatz 1 und 2 EEG 2017). Die hier vorgeschlagene Anrechnung entspricht insbesondere § 2 Absatz 4 EEG 2017, der zum Ausdruck bringt, dass die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien geringgehalten werden sollen. Denn die vorgeschlagene Vermarktung nach dem Marktentwicklungsmodell führt dazu, dass für den EE-Strom kein EEG-Zahlungsanspruch geltend gemacht wird, was letztlich zu einer geringeren EEG-Umlage führen kann, je nachdem, welche Stromerzeugungsanlagen das Marktentwicklungsmodell nutzen werden. Da eine Anrechnung auf die EEG-Umlage nur in der Höhe, in der ein EEG-Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2017 ohne die Vermarktung nach § 79b EEG 2017 – neu – entstanden wäre und maximal auf null erfolgen kann, ist der kostenneutrale Effekt der Anrechnung sichergestellt.

Aus europarechtlicher Sicht ist das gesamte EEG-Umlagesystem und insbesondere die Privilegierung bei der EEG-Umlagezahlungspflicht als Beihilfe einzustufen.⁴⁴ Dabei ist im Wesentlichen unstrittig, dass diese Beihilfen durch die Ausnahmebestimmungen des Artikels 107 Absatz 3 AEUV aus Gründen des Umweltschutzes gerechtfertigt werden können. Ausgehend davon ist ohne eingehende Prüfung⁴⁵ nicht auszuschließen, dass die vorgeschlagene Anrechnung trotz ihrer EEG-Kontoneutralität von der Europäischen Kommission als Beihilfe angesehen werden könnte, auch wenn gute Argumente dafür sprechen, dass es sich nicht um eine Beihilfe nach Artikel 107 Absatz 1 AEUV handelt. So korrespondiert mit der vorgeschlagenen Anrechnung auf die EEG-Umlage kein Aufschlag auf den Strompreis, den der Letztverbraucher zahlen müsste, der einer Abgabe für die Umsetzung einer vom Staat festgelegten Politik gleichgestellt werden

⁴⁴ Auf Grundlage des EEG 2014: Gericht der Europäischen Union (EuG), Rs. T-47/15, EU:T:2016:281, einem Beschluss der Europäischen Kommission folgend.

⁴⁵ Diese erfolgt im Kurzgutachten unter Teil B.

kann. Dies ist aber einer der wesentlichen Punkte, die nach der Rechtsprechung des EuG aus einer Verringerung der EEG-Umlage eine Beihilfe nach Artikel 107 Absatz 1 AEUV werden lassen.⁴⁶ Im Rahmen des Marktentwicklungsmodells ist dagegen sichergestellt, dass die mit der Vermarktung von EE-Strom ohne EEG-Zahlungsanspruch verbundene Entlastung, die mit der vorgeschlagenen Anrechnung einhergehenden Belastung des EEG-Umlagekontos genau ausgleicht (EEG-Konto-Neutralität).

In Anbetracht der grundsätzlichen Einstufung des EEG-Umlagesystems als Beihilfe nach europäischem Recht und der zurzeit erfolgenden Überarbeitung der EE-RL⁴⁷ empfiehlt es sich, jedenfalls hinsichtlich des vorgeschlagenen § 611 EEG 2017 – neu – eine Notifizierung nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV vorzunehmen. Eine Notifizierung als Nicht-Beihilfe ist im Energiesektor nicht unüblich.⁴⁸

Für den Fall, dass die Europäische Kommission der Einstufung als Nicht-Beihilfe nicht folgen würde, dürfte aller Voraussicht nach – in Anbetracht der EEG-Konto-Neutralität der vorgeschlagenen Anrechnung auf die EEG-Umlage, die eine vollständige Marktintegration von EE-Strom fördert und so zum Erreichen der Klimaziele beiträgt – davon auszugehen sein, dass es sich um eine gerechtfertigte und genehmigungsfähige Beihilfe handelt. Weitere Argumente dafür sind, dass mit dem Marktentwicklungsmodell und der damit einhergehenden weiteren Marktintegration des EE-Stromes eine Akzeptanzsteigerung für die Energiewende in der Bevölkerung erwartet werden kann. Denn langfristig führt die Marktintegration zu einem immer geringeren Förderbedarf der EE-Stromerzeugung aus EE-Anlagen und somit zu einer spürbar niedrigeren EEG-Umlage. Zudem leistet das Marktentwicklungsmodell ein Beitrag zur sektorenübergreifenden EE-Stromnutzung, indem es durch die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft ermöglicht, diesen Strom zum Erreichen der Quoten für erneuerbaren Energien einzusetzen.

⁴⁶ Vgl. EuG, Rs. T-47/15, EU:T:2016:281, Rn. 125.

⁴⁷ Vgl. Europäische Kommission, Vorschlag vom 23.02.2017 für eine „Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ – Neufassung –, COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD).

⁴⁸ Z. B. hat Rumänien 2011 sein neues Fördersystem für Grünstromzertifikate der Europäischen Kommission als Nicht-Beihilfe notifiziert. Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 13.07.2012, SA.33134 2011/N-RO; C(2011)4938.

(2) Zu § 74 Absatz 2 Satz 4 EEG 2017 – neu –

Damit der Übertragungsnetzbetreiber die vom jeweiligen Lieferanten gemeldeten Anrechnungsbeträge für die Abrechnung der EEG-Umlage erhält und nachvollziehen kann, sind ihm die dafür notwendigen Daten rechtzeitig zur Verfügung zu stellen. Dies macht es notwendig, dass die Meldepflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 74 EEG 2017 für den nach § 79b EEG 2017 – neu – gelieferten Strom – gerade auch wegen des vorgeschlagenen § 61l EEG 2017 – neu – erweitert werden.

Teil B: Rechtswissenschaftliches Kurzgutachten

Vereinbarkeit der Vorschläge der Studie mit dem Europarecht

VOM IKEM ERSTELLT DURCH

Johannes Antoni

Bénédicte Martin, LL.M.

I. Vorwort – Erneuerbare Energien im europäischen Binnenmarkt

Die nationalstaatlich organisierte Förderung von erneuerbaren Energien ist stets im Kontext des europäischen Zieles eines EU-weiten Binnenmarktes für Elektrizität zu betrachten. Denn die Europäische Kommission verfolgt aktiv das Ziel eines Gemeinsamen Marktes im Energiesektor, die sogenannte Energieunion.⁴⁹ Auch hinsichtlich der erneuerbaren Energien setzt die Europäische Kommission immer stärker auf eine Angleichung der nationalen Förderregelungen, insbesondere durch die Erneuerbaren Energien-Richtlinie 2009/28 EG (EE-RL) und die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (EEAG). Noch weitergehend ist der derzeitige Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 23.02.2017 (EE-RL – neu –),⁵⁰ die die EE-RL ablösen soll.

Trotz alledem erkennt die EE-RL ausdrücklich nationale Fördersysteme an und stellt es den Mitgliedsstaaten – vgl. Art. 3 Abs. 3 und Artt. 5 – 11 EE-RL – frei, diese für im Ausland erzeugten EE-Strom zu öffnen. Nach den Erwägungsgründen 25 ff. EE-RL soll dies insbesondere die Wirksamkeit der Fördersysteme sicherstellen. Zur Förderung der freiwilligen Öffnung der Fördersysteme sieht die Richtlinie Kooperationsmechanismen nach den Artt. 5 – 11 EE-RL vor. Dementsprechend hat der deutsche Gesetzgeber in § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 vorgesehen, dass im Rahmen der Ausschreibungen nach den §§ 28 ff. EEG 2017 auch Gebote für Anlagen, die im Staatsgebiet eines oder mehrerer anderer Mitgliedstaaten der EU realisiert werden, im Umfang von bis zu 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung bezuschlagt werden können.

Zukünftig sollen nach dem Entwurf der EE-RL – neu – die nationalen Förderregelungen weiter für eine länderübergreifende Beteiligung geöffnet werden. Unbeschadet dessen sollen Förderregelungen beständig sein und häufige Änderungen vermieden werden. Insoweit sollen die

⁴⁹ Vgl. z. B. Europäische Kommission, Dritter Bericht über die Lage der Energieunion, COM(2017) 688 final, 23.11.2017.

⁵⁰ Europäische Kommission, Richtlinie der des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (Entwurf EE-RL – neu –), COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD), Erwägungsgrund 17: „Die Öffnung von Förderregelungen für die länderübergreifende Beteiligung begrenzt negative Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt und kann die Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen dabei unterstützen, das Ziel der Union auf kosteneffizientere Weise zu erreichen. Ferner ist die länderübergreifende Beteiligung die natürliche Folge der Entwicklung der Unionspolitik im Bereich der erneuerbaren Energien, in der ein unionsweit verbindliches Ziel die verbindlichen nationalen Zielvorgaben ersetzt. Daher ist es angezeigt, die Mitgliedstaaten dazu zu verpflichten, die Förderung Schritt für Schritt und teilweise für Projekte in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen, und verschiedene Möglichkeiten festzulegen, wie diese schrittweise Öffnung unter Einhaltung der Bestimmungen des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere der Artikel 30, 34 und 110, umgesetzt werden kann.“

Mitgliedstaaten verhindern, dass sich die Überarbeitung der bestehenden Förderregelungen auf bereits gewährte Beihilfen für Projekte im Bereich erneuerbarer Energien negativ auf deren wirtschaftliche Tragfähigkeit auswirkt.⁵¹ Davon ausgehend, sollten bereits geschaffene deutsche europarechts-konforme Förderregelungen auch nach dem Inkrafttreten der EE-RL – neu – grundsätzlich fortbestehen können.

Da die bisherige Rechtsprechung des EuGH im Wesentlichen auf dem derzeitigen Stand der EE-RL beruht und diese nationalen Förderregelungen ausdrücklich schützen will, ist mit jeder Lockerung dieses Schutzes eine Neubewertung durch den EuGH zu erwarten. Auch wegen der zum Teil noch kritischeren Haltungen einzelner Generalanwälte,⁵² kann die Frage der Vereinbarkeit des MEM mit dem EU-Recht weder gegenwärtig noch zukünftig abschließend beantwortet werden.

⁵¹ Europäische Kommission, Entwurf EE-RL – neu –, COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD), Erwägungsgrund 18.

⁵² Vgl. EuGH, Rs. C-573/12, Ålands Vindkraft, EU:C:2014:2037.

II. Kernergebnisse

Das von der Studie vorgeschlagene Marktintegrationsmodell (MEM)⁵³ – insbesondere die darin vorgesehene Anrechnung von ersparten EEG-Zahlungen auf die EEG-Umlage (§ 61l EEG 2017 – neu –) und der bilanzielle Nachweis für den Erhalt der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung (§ 79b EEG 2017 – neu –) – ist derzeit voraussichtlich mit dem EU-Recht vereinbar.

1. Voraussichtlich gegenwärtig vereinbar mit der Warenverkehrsfreiheit

Auf Grundlage der bestehenden EE-RL und der bisherigen Rechtsprechung des EuGH sind die mit dem MEM verbundenen Eingriffe – die sich aus der grundsätzlichen Beschränkung der Geltung der EEG-Förderregeln für in Deutschland befindliche EE-Erzeugungsanlagen (Inlandsvorbehalt – § 5 EEG 2017) und der vorgesehenen Anrechnung auf die EEG-Umlage (§ 61l EEG 2017) ergeben – in die Warenverkehrsfreiheit aller Voraussicht nach gerechtfertigt. Im bilanziellen Erhalt der „grünen“ Eigenschaft wird nach der hier vertretenen Ansicht kein Eingriff gesehen, auch wenn dieser, käme die Europäische Kommission zu einer anderen Einschätzung, aller Voraussicht nach auch einer Rechtfertigung offen steht.

Ob dies in Zukunft, insbesondere nach dem Inkrafttreten der EE-RL – neu –, noch genauso zu bewerten sein wird, ist fraglich. Vielmehr ist davon auszugehen, dass eine weitere Öffnung nationaler Fördersysteme für innergemeinschaftlichen EE-Strom – in diesem Fall des EEG – für eine zukünftige Rechtfertigung nötig sein wird.

2. Voraussichtlich vereinbar mit dem EU-Abgabenrecht

Das MEM und die damit verbundene Möglichkeit, ersparte EEG-Zahlungen auf die EEG-Umlage anzurechnen (§ 61l EEG 2017 – neu –) ist aller Voraussicht nach auch mit dem EU-Abgabenrecht vereinbar. Der bilanzielle Erhalt der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom ist aus abgabenrechtlicher Sicht unproblematisch. Von der vorgesehenen Anrechnung kann innergemeinschaftlich erzeugter EE-Strom auf Grund von § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 im gleichen Umfang, wie er am bestehenden EEG-Förderregime partizipiert, auch profitieren. Für die Zukunft wird – gerade in Anbetracht des zu erwartenden Voranschreitens der Europäischen Energieunion – eine weitere Öffnung nationaler Fördermechanismen notwendig sein, um einer Diskriminierung innergemeinschaftlichen EE-Stromes entgegenzuwirken.

⁵³ Vgl. oben Teil A.

3. Voraussichtlich vereinbar mit dem EU-Beihilfenrecht

Es ist nicht auszuschließen, dass die Europäische Kommission das MEM zumindest im Hinblick auf die Anrechnung nach § 611 EEG 2017 – neu – als Beihilfe einordnen wird, auch wenn es insofern an einer zusätzlichen Belastung des Letztverbrauchers fehlt, die gleich einer staatlichen Abgabe erst als Anknüpfungspunkt für einen staatlich zurechenbaren Vorteil dienen könnte.

Gerade wegen des Fehlens einer zusätzlichen Belastung der Letztverbraucher durch die Anrechnung, spricht jedoch dafür einiges dafür, wie nach der hier vertretenen Ansicht, den Beihilfecharakter der Anrechnung abzulehnen. Ebenso wird hinsichtlich des bilanziellen Erhalts der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes, die Einordnung als Beihilfe damit abgelehnt, dass der Mehrwert dieses Stromes nicht staatlich gewährt wird, vielmehr wohnt die „grüne“ Eigenschaft diesen schon wegen seines erneuerbaren Ursprungs inne.

Unabhängig davon, ob letztlich im MEM eine Beihilfe gesehen wird, kann diese nach der hier vertretenen Ansicht im Rahmen der Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien 2014-2020 (EEAG) gerechtfertigt werden.

III. Vereinbarkeit mit dem freien Warenverkehr (Artt. 34, 36 AEUV)

1. Schutzbereich des Art. 34 AEUV

Zunächst müsste der Schutzbereich der Warenverkehrsfreiheit eröffnet und nicht durch vorrangig zu prüfende Vorschriften verdrängt worden sein.

Der Schutzbereich der Warenverkehrsfreiheit ist eröffnet. Schutzobjekte sind nach Art. 28 Abs. 2 AEUV Unionswaren. Nach der Definition des EuGH sind Waren grundsätzlich körperliche Gegenstände,⁵⁴ die einen Geldwert haben und Gegenstand von Handelsgeschäften sein können.⁵⁵ Elektrizität bzw. Strom wird – trotz des Mangels der Körperlichkeit – nach der Rechtsprechung des EuGH von dieser Definition erfasst.⁵⁶ EE-Strom stellt somit unstreitig eine Unionsware dar.

Auch der nach dem vorgeschlagenen MEM gelieferte EE-Strom könnte eine Unionsware darstellen. Der deutsche Gesetzgeber fördert nach dem geltenden EEG 2017 grundsätzlich nur die Erzeugung von EE-Strom, nicht jedoch das Produkt „EE-Strom“. So wird der durch das EEG geförderte EE-Strom an der Strombörse als Graustrom gehandelt. Soll eine an den Endkunden gelieferte kWh EE-Strom ihm gegenüber als „grüner“ Strom vermarktet werden, muss grundsätzlich ein Herkunftsnachweis (ggf. erworben und) entwertet werden. Sollen Herkunftsnachweise verwendet werden, kann nach der bestehenden Regelung die Förderung nach § 19 oder § 50 EEG 2017 wegen des Doppelvermarktungsverbots in § 80 Abs. 2 EEG 2017 nicht beansprucht werden. Zwar schließt auch das MEM eine Förderung nach § 19 oder § 50 EEG 2017 aus, jedoch sieht es in zweierlei Hinsicht Anreize anderer Art vor. Zum einen wird im Rahmen des MEM die Vermarktung von EE-Strom durch die Anrechnung auf die EEG-Umlage im Umfang der Marktprämie, auf die im Gegenzug verzichtet wurde – nach § 61l EEG 2017 – neu – angereizt. Dies gilt jedoch nur soweit tatsächlich ein Anspruch auf Marktprämie für diesen EE-Strom bestanden hätte. Zudem wird es dem Lieferanten ermöglicht, die „grüne“ Eigenschaft des nach dem MEM gelieferten EE-Stromes weiterzugeben, so dass der Endkunde diese auch bei Bezug über das Netz der allgemeinen Versorgung weiter verwerten kann. Darin kann ein geldwerter Mehrwert gesehen werden, der bei der bestehenden sonstigen Direktvermarktung mit Herkunftsnachweisen nicht besteht. Insoweit würde das MEM eine Abkehr von der allein

⁵⁴ EuGH, Rs. 1/77, Bosch, EU:C:1977:130.

⁵⁵ EuGH, Rs. 7/68, Kommission/Italien, EU:C:1968:51.

⁵⁶ Vgl. EuGH, Rs. C-393/92, Aledo, EU:C:1994:171, Rn. 28; EUGH, Rs. C-158/94, Kommission/Italien, EU:C:1997:500, Rn. 14-20.

erzeugungsseitigen Förderung hin zu einer zumindest auch teilweisen Regulierung eines Handels mit einem „grünen“ Stromprodukt bedeuten, das gegenüber dem Endverbraucher als „grün“ vermarktet werden kann. Das MEM würde ein neues Modell der sonstigen Direktvermarktung darstellen, wobei die Ausgestaltung an der „Ware“ EE-Strom anknüpft. Dies würde erstmals unmittelbar den Wettbewerb von handelbaren EE-Stromprodukten beeinflussen. Damit spricht einiges dafür, dass überhaupt erst dieser Schritt hin zu einer Regelung eines handelbaren „grünen“ EE-Stromproduktes – als Unionsware – den Schutzbereich der Warenverkehrsfreiheit eröffnet. Denn bisher hat die Europäische Kommission die Förderung der Erzeugung von EE-Strom vornehmlich an anderen Vorschriften – insbesondere dem EU-Beihilfe-⁵⁷ und Abgabenrecht⁵⁸ – gemessen. Ein Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit wurde hinsichtlich des EEG 2014 u. a. noch damit von der Europäischen Kommission abgelehnt, dass eben nur die Erzeugung von EE-Strom gefördert werde.⁵⁹

Die Warenverkehrsfreiheit ist schließlich auch neben der EE-RL anwendbar.⁶⁰ Maßnahmen eines Mitgliedstaates sind nur dann ausschließlich am sekundären Gemeinschaftsrecht zu messen, dieses hat also einen Anwendungsvorrang, wenn der betroffene Regelungsbereich vollharmonisiert wurde.⁶¹ Im Hinblick auf die EE-RL hat der EuGH in der Rechtssache *Ålands Vindkraft* eine Vollharmonisierung jedoch abgelehnt.⁶²

2. Eingriff in den freien Warenverkehr

Ein Eingriff gemäß Artt. 34, 35 AEUV liegt vor, soweit die Regelung des MEM eine mengenmäßige Ein- oder Ausfuhrbeschränkung oder eine Maßnahme gleicher Wirkung darstellt. Nach der *Dassonville*-Formel ist eine Maßnahme gleicher Wirkung jede Handelsregelung, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potenziell zu behindern.⁶³ Da ein Eingriff auch dann staatlicher Natur ist, wenn ein Mitgliedsstaat nicht unmittelbar selbst eingreift, sondern mittelbar durch gezielte Regelungen private Beeinträchtigungen

⁵⁷ Europäische Kommission, Entscheidung vom 25.11.2014, SA.38728, Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen.

⁵⁸ Europäische Kommission, Entscheidung vom 25.11.2014, SA.33995, Support of renewable electricity and reduced EEG surcharge for energy-intensive users, Rn. 217 ff.

⁵⁹ Europäische Kommission, Entscheidung vom 23. Juli 2014, SA.38632 – EEG 2014, C(2014) 5081 final, Rn. 338 f.

⁶⁰ So auch Assmann, *Europäisierung der Energiewende*. S. 95 ff.

⁶¹ EuGH, Rs. C-309/02, *Radlbecher Getränkegesellschaft und S. Spitz*, EU:C:2004:799, Rn. 53.

⁶² EuGH, Rs. C-573/12; *Ålands Vindkraft*, EU:C:2014:2037, Rn. 57-63; so auch Assmann, *Europäisierung der Energiewende*, S. 96 ff.

⁶³ EuGH, Rs. C-8/74, *Dassonville*, EU:C:1974:82, Rn. 5.

fördert,⁶⁴ kommt es in diesem Fall auf die Zurechenbarkeit des Eingriffs an. Zudem liegt eine Maßnahme gleicher Wirkung nach Ansicht des EuGH vor, wenn es eine Verpflichtung gibt, einen gewissen Prozentsatz des Bedarfs an einem bestimmten Erzeugnis bei einem inländischen Lieferanten zu decken. Die Verpflichteten werden insoweit daran gehindert, einen Teil des Bedarfs durch den Bezug aus einem anderen Mitgliedstaat zu decken.⁶⁵

Als Maßnahmen gleicher Wirkung können der Inlandsvorbehalt (§ 5 EEG 2017), die umlageseitige Berücksichtigung des Verzichts auf eine EEG-Förderzahlung und der bilanzielle Erhalt und die damit verbundene Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft diskutiert werden.

a) Inlandsvorbehalt als Maßnahme gleicher Wirkung

§ 5 Abs. 1 EEG 2017 bestimmt den räumlichen Anwendungsbereich des EEG. Danach gelten die Vorschriften des EEG grundsätzlich nur für Strom aus Anlagen, der im Staatsgebiet Deutschlands einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone erzeugt wird. Nach § 5 Abs. 2 - 4 EEG 2017 ist der Anteil von aus dem EU-Ausland importierten, in der Bundesrepublik insgesamt förderfähigen EE-Stromes auf 5 % der bezuschlagten jährlich zu installierenden Leistung begrenzt. Somit ist der Anwendungsbereich des MEM (maximal) für die Menge von EE-Strom aus dem EU-Ausland eröffnet, die nach § 5 Abs. 2 - 4 EEG 2017 in das EEG-System einbezogen ist. Auch wenn das MEM primär die Vermarktung von EE-Strom fördert, so knüpft es doch implizit an die EE-Stromerzeugung an, da der subjektive Anwendungsbereich nur für die direkte Vermarktung des EE-Stromes durch den EE-Anlagenbetreiber selbst bzw. seinen Direktvermarkter eröffnet ist. Deshalb unterfällt auch das MEM, das insoweit mit den anderen EEG-Direktvermarktungsformen vergleichbar ist, dem weitgehenden Inlandsvorbehalt. Diese grundsätzliche Beschränkung der (Förder-)Regelungen des EEG auf das deutsche Inland beeinträchtigt als Marktzugangsbeschränkung grundsätzlich den freien Warenverkehr.⁶⁶

b) Anrechnung auf die EEG-Umlage nach § 61I EEG 2017 – neu – als Maßnahme gleicher Wirkung

Nach dem MEM sollen nur die EEG-Zahlungen angerechnet werden, auf die für den an sich EEG-förderfähigen⁶⁷ EE-Strom verzichtet wurde. Dementsprechend besteht zumindest dann ein

⁶⁴ Vgl. EuGH, Rs. 249/81, Kommission/Irland, EU:C:1982:402, Rn. 25; Rs. C-325/00, Kommission/Deutschland, EU:C:2002:633, Rn. 23 f.; vertiefend: Callies/Ruffert, EUV / AEUV, 4. Aufl. 2011, AEUV Art. 34-36, Rn. 107.

⁶⁵ EuGH, Rs. C-72/83, Campus Oil u. a., EU:C:1984:256, Rn. 16; Rs. C-21/88, Du Pont de Nemours Italiana, EU:C:1990:121, Rn. 11; Rs. C 379/98, PreussenElektra, EU:C:2001:160, Rn. 70.

⁶⁶ So auch Assmann, Europäisierung der Energiewende, S. 100 f.

⁶⁷ Die Förderfähigkeit hängt dabei maßgeblich davon ab, ob die EE-Anlage im Geltungsbereich des EEG 2017 produziert. Womit auch diese Voraussetzung maßgeblich vom Inlandsvorbehalt bestimmt wird.

Anreiz, vorrangig EE-Strom im Rahmen des MEM zu vermarkten, wenn der Preis dafür unter Berücksichtigung der EEG-umlageseitigen Anrechnung niedriger ist, als die Kosten für den (Netz)Strombezug zuzüglich der (vollen) EEG-Umlage.

Nach dem EuGH kann ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit nicht nur dann vorliegen, wenn Unionswaren benachteiligt werden, sondern auch wenn umgekehrt nationale Waren diesen gegenüber bevorzugt werden.⁶⁸ Eine solche Bevorzugung dürfte sich hier daraus ergeben, dass sich national erzeugter EE-Strom die durch die Vermarktung im MEM ersparten EEG-Zahlungen auf die zu zahlenden EEG-Umlage anrechnen lassen kann, während dies für importierten EE-Strom nur im Umfang der nach § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 zugelassenen Menge (5 %-Öffnungsklausel) in Betracht kommt. Der Umstand, dass das MEM eine freiwillige Alternative zu den übrigen EEG-Veräußerungsformen darstellt, lässt diese nicht weniger beschränkend wirken. Denn diese Regelung unterliegt dem grundsätzlichen Inlandsvorbehalt des EEG und räumt national erzeugten EE-Strom abgesehen von der 5 %-Öffnungsklausel einen Vorteil ein.

Dieser Vorteil dürfte Deutschland als hoheitlicher Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit auch zu rechnen sein. Die Anrechnungsregelung begünstigt die von Privaten geschaffenen Handelshemmnisse – vgl. den oben beschriebenen Anreiz – die Deutschland voraussichtlich zu beseitigen unterlassen würde. Somit wird durch die Anrechnung auf die EEG-Umlage der innergemeinschaftliche Handel behindert, insbesondere weil die Anrechnung nach § 61l EEG 2017 – neu – am bestehenden Fördersystem des EEG anknüpft.

c) Bilanzieller Erhalt der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung nach § 79b EEG 2017 – neu – als Maßnahme gleicher Wirkung

Fraglich ist, ob auch die Anforderungen an den bilanziellen Nachweis für den Erhalt der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung nach § 79b EEG 2017 – neu – eine Beschränkung des freien Warenverkehrs zu sehen wäre. Die vorgeschlagene Rechtsvorschrift bestimmt u. a. unter welchen Voraussetzungen die Vermarktung und Lieferung von EE-Strom mit einer Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft unmittelbar verbunden werden kann. Durch die Regelung wird dem im Geltungsbereich des EEG produzierten EE-Strom ein im MEM vermarktbarer bzw. auch tatsächlich nutzbarer Mehrwert zugesprochen. Anders als nach der „sonstigen Direktvermarktung“ nach § 21a EEG 2017 bedarf es bei dem MEM keiner Entwertung von Herkunftsnachweisen, um den gelieferten Strom als „grün“

⁶⁸ EuGH, Rs. C-103/84, Kommission/Italien, EU:C:1986:229.

kennzeichnen zu können.⁶⁹ Deswegen wäre es für nach dem MEM vermarkteten EE-Strom auch nicht nötig, Herkunftsnachweise auszustellen. Es ist deshalb unproblematisch, dass das MEM die Ausstellung und Nutzung von Herkunftszertifikaten nach dem EEG 2017 ausschließt. Denn das MEM erhält mittels einer Fiktion die „grüne“ Eigenschaft des Stromes und gewährleistet so auch eine Überprüfbarkeit des Stromes als „grün“, die unabhängig von Herkunftsnachweisen erfolgen kann.

Diese bilanzkreisbasierte „Kennzeichnung“ könnte den innergemeinschaftlichen Handel behindern. Die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen nach dem MEM schließt die Einstellung von EE-Strom aus anderen Regelzonen und damit dem EU-Ausland allerdings nicht aus. Innergemeinschaftlich erzeugter EE-Strom dürfte aber aller Wahrscheinlichkeit nach solange von der Vermarktung nach dem MEM rein faktisch ausgeschlossen sein, wie es nicht eine den Voraussetzungen des § 79b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 – neu – entsprechende Bilanzierungsregel im EU-Ausland gibt. Denn solange ein EE-Stromerzeuger eine Bilanzierung im Sinne des § 79b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 – neu – nicht gewährleisten kann, kann dieser Strom auch nicht nach dem MEM vermarktet werden. Dies dürfte aller Wahrscheinlichkeit aber keine Behinderung des innergemeinschaftlichen Handels darstellen. Denn die Bilanzierung ist zwingend notwendig, um gewährleisten zu können, dass der letztlich gelieferte Strom dem eingespeisten EE-Strom „entspricht“. Insoweit obliegt es nach hier vertretener Ansicht vielmehr den anderen Mitgliedsstaaten, Regelungen für eine § 79b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 – neu – entsprechende Bilanzierung zu schaffen. Die faktische Begrenzung des MEM auf den deutschen Netzregelverbund und die nach § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 bezuschlagten Anlagen (vgl. voriger Absatz) stellt selbst, abgesehen von dem unabhängig vom MEM bestehenden Inlandsvorbehalt, aller Voraussicht nach keinen Eingriff dar.

Maßgeblich ist wohl, dass das MEM ausländischen EE-Stromes bereits wegen des Inlandsvorbehaltes nicht offen steht. Es ist anzunehmen, dass EE-Strom aus dem Ausland, mangels der übertrag- und verwertbaren „grünen“ Eigenschaft keinen zu dem nach dem MEM vermarkteten Strom vergleichbaren Preis in Deutschland erzielen könnte. Auf die Bilanzierungsregeln nach § 79b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 – neu – dürfte es deshalb letztlich weniger ankommen.

⁶⁹ Insoweit wird durch den Nachweis der „grünen“ Eigenschaft im Rahmen der für das MEM erforderlichen Bilanzierung eine Fiktion geschaffen, die die „grüne“ Eigenschaft erhält.

3. Rechtfertigung aus Gründen des Umweltschutzes und den Wertungen der EE-RL

Der Eingriff des MEM in die Warenverkehrsfreiheit könnte aus Gründen des Umweltschutzes gerechtfertigt sein.

Zur Rechtfertigung des Inlandsvorbehalts hat der EuGH bereits in der Entscheidung *PreussenElektra* entschieden, dass die Begünstigung nationaler EE-Stromerzeuger durch das Ziel des Umweltschutzes, das Ziel des Schutzes der Gesundheit und des Lebens von Menschen, Tieren und Pflanzen (Art. 36 AEUV) sowie durch die Besonderheiten der Stromerzeugung gerechtfertigt werden kann.⁷⁰ Kurz gesagt wird die Förderung der Erzeugung von EE-Strom nach der Rechtsprechung bisher sowohl unter Art. 36 AEUV subsumiert, als auch im Rahmen der *Cassis*-Doktrin als zwingendes Erfordernis⁷¹ anerkannt. Mit dem Urteil *Ålands Vindkraft* hat der EuGH zudem ausdrücklich anerkannt, dass nach dem bestehenden EU-Recht ein Eingriff dann gerechtfertigt sein kann, wenn dieser erforderlich ist, um die Förderung erneuerbarer Energien zu gewährleisten⁷² und die national verbindlichen Erzeugungsquoten von erneuerbaren Energien – Art. 5 EE-RL – zu erreichen.⁷³ Aus Art. 3 Abs. 3 EE-RL und Erwägungsgrund 25⁷⁴ ergibt sich nach Ansicht des EuGH, dass es den Mitgliedstaaten mangels Vollharmonisierung freistehe, nur den auf ihrem Hoheitsgebiet erzeugten EE-Strom zu fördern.⁷⁵ Dieser Ansicht hat sich auch die Europäische Kommission bei der ganzheitlichen Bewertung des EEG 2012 und EEG 2014

⁷⁰ EuGH, Rs. C-379/98, *PreussenElektra*, EU:C:2001:160, Rn. 73 ff.

⁷¹ Vgl. Frankfurter Kommentar zu EUV, GRC und AEUV, Bd. II Art. 36 AEUV, Rn. 54 m. w. N.

⁷² EuGH, Rs. C-573/12; *Ålands Vindkraft*, EU:C:2014:2037, Rn. 92 ff.

⁷³ EuGH, Rs. C-573/12; *Ålands Vindkraft*, EU:C:2014:2037, Rn. 97.

⁷⁴ „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 nach der Richtlinie 2001/77/EG, zu gewährleisten, damit das Vertrauen der Investoren erhalten bleibt und die Mitgliedstaaten wirksame nationale Maßnahmen im Hinblick auf die Erfüllung der Ziele konzipieren können. Diese Richtlinie zielt darauf ab, die grenzüberschreitende Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern, ohne die nationalen Förderregelungen zu beeinträchtigen. Sie führt wahlweise Mechanismen der Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten ein, in deren Rahmen die Mitgliedstaaten vereinbaren können, in welchem Maße ein Mitgliedstaat die Energieerzeugung in einem anderen Mitgliedstaat fördert und in welchem Umfang die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen auf die nationalen Gesamtziele des einen oder des anderen Mitgliedstaats angerechnet wird. Um die Wirksamkeit der beiden Maßnahmen zur Zielerfüllung, also der nationalen Förderregelungen und der Mechanismen der Zusammenarbeit, zu gewährleisten, ist es unbedingt notwendig, dass die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, darüber zu entscheiden, ob und in welchem Umfang ihre nationalen Förderregelungen für in anderen Mitgliedstaaten erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen gelten, und sich durch die Anwendung der in der vorliegenden Richtlinie vorgesehenen Mechanismen der Zusammenarbeit darüber zu einigen.“

⁷⁵ EuGH, Rs. C-573/12; *Ålands Vindkraft*, EU:C:2014:2037, Rn. 50 f., 92 ff.

angeschlossen.⁷⁶ Zusätzlich hält der EuGH ein gewisses Maß an Kontinuität und Rechtssicherheit für erforderlich, um die Effektivität des jeweiligen Fördersystems zu gewährleisten.⁷⁷

Bei der Evaluierung des MEM ist allerdings zu beachten, dass diese Einschätzungen nicht 1:1 übertragbar sind. Die bisher vom EuGH geprüften Förderregelungen des EEG knüpften ausschließlich unmittelbar an die Erzeugung an. Seinerzeit sah der EuGH diesen Anknüpfungspunkt gerade als sachgerecht an. Der Ansicht lag zugrunde, dass der in das Netz eingespeiste EE-Strom in diesem Zeitpunkt seine „grüne“ Eigenschaft verliert und eine Unterscheidung auf Ebene des Verbrauchs deshalb kaum zu bewerkstelligen sei.⁷⁸ Das MEM vermag dieser Befürchtung entgegenzutreten. Das MEM schafft ein System, mittels dessen es möglich wird, EE-Stromerzeugung und Netzstrombezug so stark und überprüfbar einander anzunähern. Trotz Einspeisung des EE-Stromes in das Netz der allgemeinen Versorgung, kann er bei Entnahme oder beim Verbrauch der quasi gleichen EE-Strommenge noch als „grün“ ausgewiesen und genutzt werden.

Der Eingriff in den freien Warenverkehr durch das MEM könnte nach dem derzeitigen Stand der Rechtsprechung wohl gerechtfertigt werden. Dies beruht im Wesentlichen auf den Wertungen der bestehenden EE-RL, die den Mitgliedstaaten einen sehr großen Gestaltungsspielraum bei der Konstruktion ihrer nationalen Fördersysteme einräumt. Vorgegeben ist lediglich, dass sie grundsätzlich dazu geeignet sind, die Erzeugung erneuerbarer Energien zu fördern. Das MEM ist dazu geeignet, die Erreichung dieses Ziels zumindest zu fördern und erfüllt diese Voraussetzung.

Für die Argumentation der Rechtfertigung des MEM kann auch ein Erstrechtschluss herangezogen werden. Primäres Ziel des MEM ist es, EE-Strom neben dem bestehenden deutschen EEG-Fördermechanismus weiter im Markt zu integrieren. Dabei setzt das MEM auf der „sonstigen Direktvermarktung“ auf. Gemein ist den beiden Veräußerungsformen das grundsätzliche Fehlen eines EEG-Zahlungsanspruchs. Soweit man dem die mit dem MEM verbundene Anrechnung nach § 61l EEG 2017 – neu – entgegenhält, so ist festzustellen, dass die bestehenden, durch einen EEG-Zahlungsanspruch geförderten Veräußerungsformen grundsätzlich aus Gemeinwohlbelangen legitim sind. Somit kann für das MEM als Form der sonstigen Direktvermarktung nichts anderes gelten, zumal es lediglich eine mittelbare „Förderung“ durch die teilweise Anrechnung vorsieht.

⁷⁶ Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.07.2014, SA. 38632, EEG 2014, C(2014) 5081 final, Rn. 338 f.

⁷⁷ EE-RL, Erwägungsgrund 25, siehe Fußnote 24; a. a. O., Rn. 103: „Die Wirksamkeit einer solchen Regelung [erfordert] definitionsgemäß eine gewisse Beständigkeit, die insbesondere geeignet ist, die Wahrung des berechtigten Vertrauens der Investoren, die diesen Weg eingeschlagen haben, und die Fortführung des Betriebs dieser Anlagen sicherzustellen.“.

⁷⁸ EuGH, Rs. C-573/12; Ålands Vindkraft, EU:C:2014:2037, Rn. 95 f.

Zudem ist auf Grundlage der Erwägungsgründe zu Art. 3 Abs. 3 EE-EL anerkannt, dass die Mitgliedstaaten die Kosten und Wirkungen ihrer nationaler Förderregeln kontrollieren können müssen, um so die Funktionsfähigkeit der nationalen Fördersysteme erhalten zu können.⁷⁹ Da die Anrechnung nach § 61l EEG 2017 – neu – nur an das bestehende, bereits von der Europäischen Kommission genehmigte Fördersystem des EEG anknüpft, ergibt sich voraussichtlich kein zusätzlicher Rechtfertigungsbedarf hinsichtlich des MEM. Zudem wird der aktuell bestehende Rechtfertigungsbedarf für die Anrechnung mit Wegfall des EEG-Zahlungsanspruchs (beispielsweise nach Ablauf des EEG-Förderzeitraumes) bzw. der absehbar weiter sinkenden Förderhöhen immer geringer, da eine Anrechnung im MEM nur soweit und in der Höhe des jeweiligen EEG-Zahlungsanspruches erfolgen kann. Dies zeigt, dass die Regelung nach § 61l EEG 2017 – neu – im Wesentlichen nur dazu dient, einen Anreiz dafür zu geben, den noch nach den §§ 19 ff EEG 2017 förderfähigen Strom schon vor Ablauf des Förderzeitraumes „ungefördert“ direktzuvermarkten. Innergemeinschaftlich erzeugter EE-Strom wäre nach MEM – im Gegensatz zu den Entscheidungen *Ålands Vindkraft* und *Essent Belgium* – im Umfang der 5 %-Quote auch förderfähig. Auch dies verringert den Rechtfertigungsbedarf.

Letztlich kann mit guten Gründen vertreten werden, dass sich das MEM derzeitig mit den Vorschriften der Artt. 34 ff. AEUV vereinbaren lässt.

4. Fazit

Nach dem gegenwärtigen geltenden europäischen Primär- und Sekundärrecht und den dazu ergangenen Entscheidungen des EuGH wäre das MEM aller Voraussicht nach mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar. Für die Zukunft ist jedoch festzuhalten, dass der deutsche Gesetzgeber wohl angehalten sein wird, auf die kommende EE-RL – neu – mit einer angemessenen weiteren Öffnung des deutschen Fördersystems, d.h. insbesondere des Inlandsvorbehaltes nach § 5 EEG 2017, zu reagieren, damit die Förderregelung auch weiterhin als gerechtfertigt angesehen werden kann. Die Notwendigkeit einer weiteren Öffnung des deutschen Fördersystems ergibt sich auch daraus, dass der EuGH stets betont hat, dass eine Rechtfertigung auf Grundlage des „derzeitigen Stand des Unionsrechts“ gegeben sei. Konsequenter hat der EuGH in *Ålands Vindkraft* seine Bewertungen des Energiemarktes aus *PreussenElektra* an das zum Zeitpunkt der Entscheidung geltende Sekundärrecht angepasst, indem er von einer Notwendigkeit der weitergehenden Liberalisierung nationaler Fördersysteme ausging.⁸⁰ Für die Zukunft ist eine noch

⁷⁹ Vgl. Erwägungsgrund 25 der EE-RL.

⁸⁰ EuGH, Rs. C-573/12, *Ålands Vindkraft*, EU:C:2014:2037, Rn. 85.

weitergehende Liberalisierung zu erwarten, die Rechtsprechung prägen kann. Ein Änderung des Sekundärrechts, welche mit einer gewollten weiteren Öffnung nationaler Fördersysteme einhergeht, ist auf Grundlage des aktuellen Vorschlages für die EE-RL – neu – konkret absehbar.⁸¹ Festgehalten werden kann jedoch, dass es keiner Änderung speziell des MEM bedarf, sondern einer weiteren Öffnung des deutschen EEG-Fördersystems (Stichwort Inlandsvorbehalt) allgemein.

⁸¹ Vgl. Europäische Kommission, Vorschlag EE-RL – neu –, COM(2016) 767 final 2016/0382 (COD), Erwägungsgrund 17: *„Die Öffnung von Förderregelungen für die länderübergreifende Beteiligung begrenzt negative Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt und kann die Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen dabei unterstützen, das Ziel der Union auf kosteneffizientere Weise zu erreichen. Ferner ist die länderübergreifende Beteiligung die natürliche Folge der Entwicklung der Unionspolitik im Bereich der erneuerbaren Energien, in der ein unionsweit verbindliches Ziel die verbindlichen nationalen Zielvorgaben ersetzt. Daher ist es angezeigt, die Mitgliedstaaten dazu zu verpflichten, die Förderung Schritt für Schritt und teilweise für Projekte in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen, und verschiedene Möglichkeiten festzulegen, wie diese schrittweise Öffnung unter Einhaltung der Bestimmungen des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere der Artikel 30, 34 und 110, umgesetzt werden kann.“*

IV. Vereinbarkeit mit dem EU-Abgabenrecht (Artt. 30, 110 AEUV)

Fraglich ist ob das MEM auch mit den Artt. 30 und 110 AEUV vereinbar ist.

1. Tatbestand des Art. 110 AEUV

Nach Ansicht des EuGH fällt unter das Verbot von Artt. 30 und 110 AEUV auch eine Abgabe, die dazu bestimmt ist, Tätigkeiten zu fördern, die speziell dem belasteten inländischen Produkt zu Gute kommt. Damit kann sich aus der Abgabe eine diskriminierende Wirkung ergeben.⁸²

Im Hinblick auf das EEG 2012 hat die Europäische Kommission ein Verstoß angenommen, der von Deutschland im Nachhinein behoben werden musste. Die diskriminierende Wirkung des EEG 2012 wurde im Kern darin gesehen, dass im europäischen Ausland erzeugter EE-Strom nicht von der EEG-Förderung profitierten konnte, aber dennoch grundsätzlich voll EEG-umlagebelastet war.⁸³

Nach Ansicht der Europäischen Kommission verstieß das EEG 2014 letztlich nicht gegen die Artt. 30 und 110 AEUV, da mit der Öffnung der EEG-Förderregelungen für EE-Strom aus anderen Mitgliedsstaaten in § 2 Abs. 6 EEG 2014 keine diskriminierende Abgabe mehr vorlag.⁸⁴ Der deutsche Gesetzgeber hatte die EEG-Förderregelungen für die Teilnahme von EE-Anlagen in den europäischen Mitgliedstaaten an Ausschreibungen in einem Umfang von 5 % des jährlich vorgesehenen Zubaus geöffnet. Diese Öffnung hat im EEG 2017 in § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 weiter Bestand. Deshalb wird hier von der grundsätzlichen Vereinbarkeit des EEG 2017 mit Artt. 30 und 110 AEUV ausgegangen. Es soll somit nur geprüft werden, ob mit der Implementierung des MEM neue Fragen bezüglich der Vereinbarkeit mit den Artt. 30 und 110 AEUV aufgeworfen werden.

Fraglich ist, ob man wegen der mit dem MEM verbundenen Möglichkeit, ersparte EEG-Zahlungen auf die vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage anzurechnen, zu einer anderen Bewertung der Vereinbarkeit mit Artt. 30 und 110 AEUV als im Hinblick auf die bestehenden EEG-Förderregelungen kommen muss.

⁸² Vgl. EuGH, Rs. C-206/06, EU:C:2008:413, Rn. 42 m. w. N.

⁸³ Europäische Kommission, Eröffnungsbescheid vom 18.12.2013, SA. 33995, EEG 2012, C(2013) 4424 final, Rn. 247.

⁸⁴ Europäische Kommission, Entscheidung der vom 23.07.2014, SA. 38632, EEG 2014, C(2014) 5081 final, Rn. 330 ff. (insb. Rn. 337).

Nach Ansicht des EuGH besteht zwischen den Abgaben nach Art. 30 und Art. 110 AEUV ein alternatives Verhältnis.⁸⁵ Soweit das Abgabenaufkommen dazu dient, die Belastung inländischer Waren *vollständig* zu kompensieren, d. h., dass die Vergünstigung für das inländische Produkt mit der Belastung finanziell gleichwertig ist, liegt eine Abgabe zollgleicher Wirkung vor, die nach Art. 30 AEUV zu bewerten ist. Wird das Abgabenaufkommen dagegen nur zu einer *teilweisen* Kompensation bei inländischen Waren verwendet, ist Art. 110 AEUV einschlägig.⁸⁶

Nach § 611 EEG 2017 – neu – soll ein tatsächlich bestehender EEG-Zahlungsanspruch auf die grundsätzlich voll zu zahlende EEG-Umlage bis maximal auf null angerechnet werden können. Dies bedeutet zwar, dass es hinsichtlich bestimmter nach im MEM vermarkteter EE-Strommengen zu einer vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage kommen könnte. Es wird vorliegend jedoch davon ausgegangen, dass für den nach dem MEM gelieferten Strom in aller Regel nur eine teilweise Befreiung vorliegen wird.⁸⁷ Die Anrechnung auf die EEG-Umlage ist dann an Art. 110 AEUV zu messen.

Hinsichtlich des MEM stellt sich die Situation letztlich vergleichbar mit der Gesamtbewertung des EEG 2012 dar, obwohl eine direkte EEG-Förderung im MEM ausgeschlossen ist. Denn der im europäischen Ausland erzeugte EE-Strom wird insoweit diskriminiert, dass er von der umlageseitigen Anrechnung nicht profitieren kann, soweit er nicht unter den räumlichen Anwendungsbereich des EEG fällt. Die diesem verwehrt Anrechnung nach § 611 EEG 2017 – neu – entspricht der theoretischen EEG-Förderzahlungshöhe, womit grundsätzlich von einem Verstoß gegen Artt. 30 und 110 AEUV auszugehen wäre.

2. Rechtfertigung

Fraglich ist, ob ein Verstoß gegen Art. 30 und 110 AEUV damit als „gerechtfertigt“ angesehen werden kann, dass das EEG für Ausschreibungen im Umfang von 5 % des jährlichen Ausbaus für ausländischen EE-Strom geöffnet ist. Wie oben⁸⁸ bereits dargestellt, war die Öffnung des räumlichen Anwendungsbereiches der wesentliche Grund der Europäische Kommission dafür, das

⁸⁵ EuGH, Rs. 57/65, Lütticke GmbH/Hauptzollamt Saarlouis, EU:C:1966:34; Rs. 25/67, Milch-, Fett- und Eierkontor/Hauptzollamt Saarbrücken, EU:C:1968:21; Rs. C-90/94, Haahr Petroleum, EU:C:1997:368, Rn. 19; Rs. C-213/96, Outokumpu, EU:C:1998:155, Rn. 19; Rs. C-234/99, Nygård, EU:C:2002:244 Rn. 17; Rs. C-355/00, Freskot, EU:C:2003:298, Rn. 39; A. A. Wiebe, Das Verbot der Erhebung von Abgaben zollgleicher Wirkung in Abgrenzung zu anderen Regelungen des EG-Vertrags, S. 128 ff.

⁸⁶ Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 30, Rn. 11.

⁸⁷ Die weit überwiegende Menge an derzeit direkt vermarkteten (Wind-)Strom erhält eine Förderung die geringer ist als die aktuelle EEG-Umlage.

⁸⁸ S. o. IV. 1.

EEG 2014 als mit den Artt. 30, 110 AEUV vereinbar zu bewerten.⁸⁹ Es kommt hier also eher darauf an, ob der Umfang der bestehenden Öffnung weiterhin als ausreichend anzusehen ist, um das MEM als zusätzliche Veräußerungsoption mit abzudecken, um einen Verstoß des EEG inklusive MEM gegen Art. 30 und 110 AEUV ablehnen zu können. Dies ist aller Voraussicht nach anzunehmen. Das MEM verstärkt insbesondere die von der Europäischen Kommission im EEG 2014 erblickte Diskriminierung nicht. Ausländischer EE-Strom profitiert im Rahmen des MEM genau in dem Maße von der Anrechnung, wie er bereits nach dem derzeitigen EEG 2017 EEG-Zahlungsansprüche geltend machen kann. Der Strom, dem bereits jetzt nach § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 EEG-Zahlungsansprüche zustehen, kann insoweit auch voll von der Anrechnung auf die EEG-Umlage profitieren. Somit findet letztlich nur eine Verschiebung der bestehenden monetären Förderung von EE-Strom statt, von der innergemeinschaftlicher EE-Strom im gleichen Maße profitieren kann.

3. Fazit

Die Vereinbarkeit des MEM mit Art. 110 AEUV, das dem Energieversorgungsunternehmen ermöglicht etwaig ersparte EEG-Förderzahlungen auf die EEG-Umlage für den Bezug von EE-Strom anzurechnen, erscheint überzeugend begründbar zu sein. Ausgehend von der Ansicht der Europäische Kommission, dass eine Öffnung nationaler Fördermechanismen für importierte Produkte die Einhaltung der Art. 30 und 110 AEUV sicherstellen kann und dem Umstand, dass das EEG 2017 diese Voraussetzung erfüllt, verursacht die Implementierung des MEM in § 61l EEG 2017 – neu – keine Diskriminierung ausländischen EE-Stromes. Zwar kann in der Anrechnung grundsätzlich ein Verstoß gegen Art. 110 AEUV erblickt werden, der nach dem des Wortlaut des AEUV keiner Rechtfertigung zugänglich ist. Gleichwohl wird auf Grundlage der obigen Argumentation davon ausgegangen, dass dieser auf Grund der Öffnung der EEG-Förderregelungen für innergemeinschaftlichen EE-Strom nach § 5 Abs. 2 – 4 EEG 2017 hingenommen werden kann.

Ob der Umfang von derzeit 5% auch ausreichend bleibt, um einen etwaigen Verstoß des um das MEM ergänzten EEGs auch in Zukunft „zu rechtfertigen“, ist unsicher. Die weitere Öffnung des Inlandsvorbehaltes kann perspektivisch angezeigt sein.⁹⁰ Darauf deutet die Argumentation der Europäischen Kommission hinsichtlich des EEG 2014 hin, in der sie die Angemessenheit der

⁸⁹ Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.07.2014, SA. 38632, EEG 2014, C(2014) 5081 final, Rn. 337.

⁹⁰ Vgl. insoweit oben III. 4..

5 %-Quote in Abhängigkeit der seinerzeit bestehenden Kapazität der Interkonnektoren bewertete.⁹¹ Der Bewertungsmaßstab der die Verwirklichung der Energieunion anstrebenden Europäischen Kommission orientierte sich in der Vergangenheit an den jeweils aktuellen (rechtlichen bzw. tatsächlichen) Rahmenbedingungen. Überträgt man diese Erfahrung in die Zukunft, dürfte sie bestrebt sein, nationale Regelungsregime weiter zu öffnen.

⁹¹ Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.07.2014, SA. 38632, EEG 2014, C(2014) 5081 final, Rn. 335: „As regards the share of the new installed capacity for which producers located in other Member States will be allowed to bid (5%), this percentage has been established as a function of the total capacity of interconnectors connecting Germany to other Member States and EEA countries divided by the total electricity consumption in Germany and multiplied by the yearly new installed capacity (expressed in production volumes). The Commission consider that this is in line with Articles 30/110 TFEU given that the cumulated capacity of interconnectors in turn determines how much electricity can be imported.“

V. Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht (Artt. 107, 108 AEUV)

1. Tatbestand des Art 107 Abs. 1 AEUV

Der Tatbestand einer Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV ist dann erfüllt, wenn ein Unternehmen aus staatlichen Mitteln selektiv begünstigt wird und dies wegen wettbewerbsverfälschender Wirkungen den Handel zwischen den Mitgliedsstaaten beeinträchtigt.⁹²

Die Europäische Kommission hat schon im Verfahren zum EEG 2012 das in § 39 EEG 2012 enthaltene Grünstromprivileg, das eine 50-prozentige Reduktion der EEG-Umlage zugunsten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorsah, beihilferechtlich geprüft.⁹³ Dabei hat die Europäische Kommission, die das EEG-Umlagesystem selbst als Beihilfe eingeordnet hat,⁹⁴ konsequenterweise in einer Verringerung der EEG-Umlage einen Verzicht auf staatliche Mittel gesehen, der quasi als Ersparnis ebenfalls als Beihilfe einzuordnen ist. Die für eine Beihilfe notwendige staatliche Kontrolle ergäbe sich laut der Europäischen Kommission insbesondere daraus, dass die BNetzA sicherstelle, dass nur die die Voraussetzungen des § 39 EEG 2012 erfüllenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen von der Verringerung der EEG-Umlage profitieren. Die Verringerung der EEG-Umlage führte ihrer Ansicht nach letztendlich zu einer Mehrbelastung der nicht vom Grünstromprivileg profitierenden Verbraucher. Sie mussten zum Ausgleich der Mindereinnahmen mehr EEG-Umlage bezahlen.

Beim hier betrachteten MEM liegt der Schwerpunkt anders als beim Grünstromprivileg darauf, einen Übergang vom EEG-Wälzungsmechanismus hin zu einer Direktvermarktung ohne EEG-Zahlungsanspruch zu schaffen. Das MEM sieht in § 79b Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 – neu – dementsprechend vor, dass der nach ihm vermarktete EE-Strom keine Zahlungen nach § 19 oder § 50 EEG 2017 erhalten darf. Insoweit sind die Betrachtungen der Europäischen Kommission zum Grünstromprivileg allenfalls partiell übertragbar. Zudem sieht das MEM keine systematische Veränderung hinsichtlich der grundsätzlichen Pflicht zur Zahlung der vollen EEG-Umlage vor. Nur in dem Punkt, dass nach § 61l EEG 2017 – neu – nachweislich tatsächlich ersparte EEG-Förderzahlungen auf die zu zahlende EEG-Umlage angerechnet werden können, besteht eine Parallele zum Grünstromprivileg. Dazu kommt insbesondere, dass auch die nicht nach dem

⁹² Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 107, Rn. 1; EuG, Rs. T-47/15, Deutschland/Europäische Kommission, EU:T:2016:281, Rn. 35 m. w. N.

⁹³ Europäische Kommission, Eröffnungsbescheid vom 18.12.2013, SA. 33995, EEG 2012, C(2013) 4424 final, Rn. 144 ff.

⁹⁴ Europäische Kommission, Eröffnungsbescheid vom 18.12.2013, SA. 33995, EEG 2012, C(2013) 4424 final, Rn. 137 f.

MEM Strom beziehenden Letztverbraucher nicht gezwungen sind, Mehrkosten zu Tragen. Es laufen keine Mehrkosten auf, denn die Anrechnung erfolgt EEG-Konto-neutral; die Anrechnung erfolgt nur in der Höhe, in der auf EEG-Zahlungen verzichtet wurde.

Fraglich ist daher, ob in dieser Anrechnung, eine „Verringerung“ der EEG-Umlage zu sehen ist und sie daher genauso wie die EEG-Umlage selbst als eine staatliche Beihilfe einzuordnen ist.

a) Begünstigung

Zunächst müsste eine selektive staatliche oder staatlich kontrollierte Begünstigung zugunsten eines bestimmten Unternehmens oder Produktionszweiges durch das MEM vorliegen.

(1) Anrechnung auf die EEG-Umlage

Die Anrechnung der ersparten EEG-Zahlungsansprüche nach § 61l EEG 2017 – neu – führt letztlich zu einer für diese Strommengen geringeren EEG-Umlagezahlung. Daher könnte in § 61l EEG 2017 – neu – eine mit den bestehenden „Verringerungstatbeständen“ des EEG 2017⁹⁵ Regelung vergleichbarer Wirkung zu sehen sein, die nach der Ansicht der Europäischen Kommission eine Begünstigung darstellt.

Dazu ist zunächst zu bestimmen, wer Nutznießer dieses Vorteiles ist. Als solche kommen entweder die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher oder die EE-Anlagenbetreiber selbst in Betracht. Hinsichtlich des Elektrizitätsversorgungsunternehmens liegt der Vorteil darin, dass sie sich auf jede kW/h Strom, die sie an den Letztverbraucher vertreiben und von einer nach EEG-förderfähigen Anlage beziehen, den ersparten EEG-Zahlungsanspruch dieser Anlage auf die EEG-Umlage anrechnen lassen können. Auf diesem Wege sind sie de facto teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Für die Letztverbraucher könnte der Vorteil in einem der „verminderten“ EEG-Umlage entsprechend reduzierten Stromkaufpreis liegen. Der Vorteil für die EE-Anlagenbetreiber könnte darin zu sehen sein, dass die Anrechnung auf die EEG-Umlage für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen – unabhängig davon, ob sie selbst oder ihr Direktvermarkter als solches auftreten – einen Anreiz gibt, mehr EE-Strom über das MEM zu vertreiben, weil sie entsprechend günstiger tarifieren können. Insoweit findet durch das MEM eine indirekte Förderung der EE-Anlagenbetreiber statt.

Die Europäische Kommission, wie auch der EuGH, betrachten immer denjenigen als Begünstigten, der letztlich den materiellen Vorteil aus einer Beihilferegelung zieht. Insoweit gelten Unternehmen, die einen Vorteil nur weitergeben, nicht als Begünstigte i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV. Danach kommt nur der EE-Anlagenbetreiber als Begünstigter in Betracht. Der Vorteil des

⁹⁵ Vgl. §§ 61b ff. EEG 2017.

Elektrizitätsversorgungsunternehmens durch die Anrechnung (sofern es im MEM nicht personenidentisch mit dem EE-Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarkter ist) hebt sich dadurch auf, dass es dem EE-Anlagenbetreiber einen viel höheren Kaufpreis als z. B. für den Graustrombezug bezahlen müsste. Denn der EE-Anlagenbetreiber würde nur bei realisierbaren Mehreinnahmen in entsprechender Höhe auf seinen EEG-Zahlungsanspruch verzichten. Für den Letztverbraucher gilt im Ergebnis das gleiche. Die Anrechnung ist für ihn letztlich neutral. Da der Letztverbraucher derjenige ist der die EEG-Umlage regelmäßig letztlich zu tragen hat, wird er zwar durch den Verzicht des EE-Anlagenbetreiber auf die EEG-Förderung entlastet, im gleichen Maße aber mit der Anrechnung des Verzichts wieder belastet. Alleiniger materieller Nutznießer ist somit (mittelbar) der EE-Anlagenbetreiber.

Gegen die Charakterisierung des Vorteils des EE-Anlagenbetreibers als Begünstigung i. S. v. Art. 107 Abs. 1 AEUV spricht jedoch gerade die EEG-Konto-Neutralität der Anrechnung. Sie stellt sicher, dass sich die Finanzierungslast im Vergleich zum bestehenden und von der Europäischen Kommission genehmigten Umlagesystem bei den übrigen Verbrauchern nicht erhöht. Die Gewährleistung gelingt durch die begrenzte Anrechenbarkeit auf höchstens null. Der entscheidende Grund der Europäischen Kommission und dem EuGH dafür in der EEG-Umlage und deren Verringerungen eine Begünstigung zu sehen, lag darin, dass *„die Letztverbraucher einen Aufschlag zahlen müssen, der einer Abgabe für die Umsetzung einer vom Staat festgelegten Politik gleich gestellt werden kann.“*⁹⁶ Das MEM vermeidet die Mehrbelastung der übrigen, die EEG-Umlage zahlenden Letztverbraucher. Aufgrund seiner EEG-Konto-Neutralität stellt es nach der hier vertretenen Ansicht keine Begünstigung i. S. d. Art. 107 AEUV dar.

Ob die Europäische Kommission dieser Argumentation folgt, kann nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden, weswegen im Folgenden auch die Rechtfertigungsmöglichkeit einer etwaigen Begünstigung betrachtet werden soll.

(2) Bilanzieller Erhalt der „grünen“ Eigenschaft

Auch in der Möglichkeit, die „grüne“ Eigenschaft des EE-Stromes bei Lieferung nach dem MEM zu erhalten und so weiterzugeben, § 79b EEG 2017 – neu –, könnte eine Begünstigung zu sehen sein. Soweit der bilanzielle Erhalt der „grünen“ Eigenschaft eine bloße Kennzeichnung des Stromes darstellt, liegt wohl keine Begünstigung vor. Wenn die Ausstellung von Herkunftsnachweisen nach Art. 2 j EE-RL keine Förderung darstellt, sondern nur informatorischen Charakters ist, kann grundsätzlich auch in der Kommunikation des bilanziellen Erhaltes der „grünen“ Eigenschaft keine Begünstigung gesehen werden. Andererseits hat die Europäische Kommission in

⁹⁶ Vgl. EuG, Rs. T-47/15, Deutschland/Europäische Kommission, EU:T:2016:281, Rn. 125.

Hinblick auf rumänische Grünstromzertifikate, die nicht losgelöst vom eigentlichen EE-Strom separat handelbar waren, grundsätzlich eine Beihilfe angenommen.⁹⁷ Allerdings stellt dies ausdrücklich keine endgültige Stellungnahme dar.⁹⁸ Im Rahmen des MEM ist eine zusätzliche Ausstellung von Herkunftsnachweisen jedoch ausdrücklich ausgeschlossen. Selbst wenn man die Ansicht vertritt, Herkunftsnachweisen komme ein getrennt handelbarer Mehrwert zu,⁹⁹ kann dieser in der Veräußerungsform des MEM nicht realisiert werden.

Das vorgeschlagene MEM geht über eine bloße Kennzeichnung der „grünen“ Eigenschaft mit Informationsfunktion hinaus. Das MEM ermöglicht den Erhalt und so die tatsächliche Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft als neuer vermarktbarer Mehrwert bei Lieferung von EE-Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung. Auch wenn die EE-RL für diese Art der Weitergabe keine ausdrückliche Regelung vorsieht, ist diese Weitergabe nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Dass die EE-RL keine Weitergabe nach dem MEM reguliert, mag daran liegen, dass es aus europäischer Sicht als kaum durchführbar gilt, die „grüne“ Eigenschaft an den Verbraucher weiterzugeben.¹⁰⁰ Mangels eines generellen Ausschlusses der vom MEM vorgesehenen Art der Weitergabe, könnte diese grundsätzlich als Begünstigung einzustufen sein. Dem kann aber entgegengehalten werden, dass der bilanzielle Erhalt der „grünen“ Eigenschaft dem EE-Strom keinen wirklich zusätzlichen Wert verschafft, sondern vielmehr nur die Eigenschaften und damit den Wert erhält, die dieser Strom nach dem bestehenden System durch seine Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung verliert. Dem nach dem MEM vermarkteten und gelieferten EE-Strom wird nur das ermöglicht, was nach derzeitiger Rechtslage bei einer Direktlieferung schon möglich ist. Soweit man es als problematisch ansieht, dass der nach dem MEM vermarktete Strom durch die Weitergabe gegenüber gefördert direktvermarktetem Strom begünstigt wird, lässt sich dies damit entkräften, dass dem Anlagenbetreiber die Wahl der jeweiligen EEG-Veräußerungsform obliegt und ihm grundsätzlich freisteht. Das MEM steht auch ausdrücklich sonstig direktvermarkteten EE-Strommengen offen. Will man eine Begünstigung gegenüber konventionell erzeugter Energie annehmen, so wird dies nach der hier vertretenen Ansicht damit abgelehnt, dass es sich nicht um eine Ungleichbehandlung wesentlich gleicher Güter handelt. Es entspricht dem breiten gesellschaftlichen und politischen Konsens, dass dem im MEM vermarkteten EE-Strom aus Klimaschutzperspektive ein Mehrwert beigemessen wird.

⁹⁷ Europäische Kommission, Entscheidung vom 13.07.2012, SA. 33134 2011/N-RO; C(2011) 4938, Rn. 53 f.

⁹⁸ Europäische Kommission, Entscheidung vom 13.07.2012, SA. 33134 2011/N-RO; C(2011) 4938, Rn. 55.

⁹⁹ Die Frage ob eine getrennte – entkoppelte – Handelbarkeit von Herkunftsnachweisen in Deutschland möglich ist, ist strittig; dagegen: Salje, EEG 2014, § 79, Rn. 11; dafür: Frenz/Müggenborg/Boemke, EEG 2012, § 55, Rn. 13.

¹⁰⁰ EuGH, Rs. C-379/98, PreussenElektra, EU:C:2001:160, Rn. 79: „[Es liegt] in der Natur der Elektrizität, dass sich ihre Herkunft und insbesondere die Energiequelle, aus der sie gewonnen wurde, nach der Einspeisung in ein Übertragungs- oder Verteilernetz kaum noch bestimmen lässt.“

Auf Grundlage dieser Argumente wird vorliegend eine Begünstigung durch den bilanziellen Erhalt und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft abgelehnt. Ob die Europäische Kommission diese Auffassung teilt, ist im Lichte ihrer Einschätzung zu rumänischen Grünstromzertifikate schwerlich prognostizierbar.

Sofern die Europäische Kommission eine Begünstigung annimmt, kommt es darauf an, wem letztlich der materielle Vorteil aus der Begünstigung zufällt. Hier können die Letztverbraucher im Hinblick auf den Erhalt der verwertbaren „grünen“ Eigenschaft als Begünstigte des MEM eingeordnet werden. Der Vorteil der Letztverbraucher durch eine Anrechnung auf die EEG-Umlage wird allerdings wieder aufgehoben. Denn sie müssen beim Direkterwerb von EE-Strom über das MEM einen entsprechend höheren Kaufpreis für den EE-Strom bezahlen, als sie ihn für den an der Strombörse erworbenen Graustrommix hätten zahlen müssen. Dem höheren Preis kann der Erhalt der „grünen“ Eigenschaft gegenübergestellt werden kann. Vorrangige Profiteure des Systems sind somit (mittelbar) die EE-Anlagenbetreiber¹⁰¹ und sekundär (mittelbar) die Letztverbraucher, die die „grüne“ Eigenschaft des EE-Stromes weiter nutzen können.

b) Vorliegen eines aus staatlichen Mitteln finanzierten Vorteils

Soweit die Europäische Kommission der Argumentation, die Begünstigungen durch das MEM ablehnt, nicht folgt, müssten sie einem Hoheitsträger zurechenbar sein, um „staatliche“ eine Beihilfe darzustellen.

Nach ständiger Rechtsprechung sind Begünstigungen einem Hoheitsträger auch zurechenbar, wenn hinsichtlich der Maßnahme angenommen werden kann, *„dass die öffentlichen Stellen am Erlass der Maßnahme beteiligt waren“*.¹⁰² Nach Ansicht der Europäischen Kommission kann der deutsche *„Staat die Verwaltung der betreffenden Mittel [der EEG-Umlage] kontrollieren, steuern und beeinflussen“*,¹⁰³ weswegen ihm die Vorteilsgewährung auch zurechenbar ist.¹⁰⁴ Dieser Ansicht hat sich auch der EuGH, entgegen der Argumentation Deutschlands, angeschlossen:¹⁰⁵ *„Die aus dem EEG 2012 resultierenden Mechanismen [sind] hauptsächlich das Ergebnis der Umsetzung einer vom Staat durch das EEG 2012 festgelegten Politik zur Unterstützung der Erzeuger von EEG-Strom [...] [Erstens bleiben] die mit der EEG-Umlage erwirtschafteten und von den ÜNB gemeinsam verwalteten Gelder unter dem*

¹⁰¹ So sah es auch die Europäische Kommission, Eröffnungsbescheid vom 18.12.2013, SA. 33995, EEG 2012, C(2013) 4424 final, insb. Rn. 174.

¹⁰² Vgl. EuG, Rs. T-47/15, Deutschland/Europäische Kommission, EU:T:2016:281, Rn. 37 m. w. N.

¹⁰³ Europäische Kommission, Eröffnungsbescheid vom 18.12.2013, SA. 33995, EEG 2012, C(2013) 4424 final, Rn. 137; Entscheidung der vom 23.07.2014, SA 38632, EEG 2014, C(2014) 5081 final, Rn. 218.

¹⁰⁴ Europäische Kommission, Eröffnungsbescheid vom 18.12.2013, SA. 33995, EEG 2012, C(2013) 4424 final, Rn. 81 ff.

¹⁰⁵ EuG, Rs. T-47/15, Deutschland/Europäische Kommission, EU:T:2016:281, Rn. 93 ff.

beherrschenden Einfluss der öffentlichen Hand [...], zweitens [sind] die mit der EEG-Umlage erwirtschafteten fraglichen Beträge Gelder unter Einsatz staatlicher Mittel [...], die einer Abgabe gleichgestellt werden können, und drittens, lassen] die Befugnisse und Aufgaben der ÜNB den Schluss zu [...], dass sie nicht für eigene Rechnung und frei handeln, sondern als Verwalter einer aus staatlichen Mitteln gewährten Beihilfe, die einer eine staatliche Konzession in Anspruch nehmenden Einrichtung gleichgestellt sind“.¹⁰⁶

Ausgehend von dieser Rechtsprechung spricht vieles dafür, dass die im Rahmen des MEM mögliche Anrechnung als Begünstigung betrachtet, einer Finanzierung aus staatlichen Mitteln gleichgestellt und somit als Beihilfe i. S. v. Art. 107 Abs. 1 AEUV angesehen wird. Denn die Anrechnung knüpft an das bestehende EEG-Umlagesystem an und wird ebenfalls über den ÜNB unter Aufsicht der BNetzA verwaltet.

Im Hinblick auf den bilanziellen Erhalt der „grünen“ Eigenschaft spricht hingegen vieles dafür, dass selbst wenn man diese als Begünstigung einordnet, sie nicht einer Finanzierung aus staatlichen Mitteln gleichgestellt ist. Der Mehrwert des nach dem MEM vermarkteten Stromes wurde nicht vom Staat geschaffen. Vielmehr wurde dessen Erhalt auch bei Lieferungen über das Netz der allgemeinen Versorgung sichergestellt. Dieser Mehrwert ergibt sich allein aus dem Umstand, dass der Letztverbraucher bereit ist, für diesen EE-Strom mehr zu bezahlen, da er ihn beispielsweise für seine günstige CO₂-Bilanz oder zur Erfüllung etwaiger Quotenverpflichtungen nutzen kann.

c) Ergebnis

Auch wenn es zahlreiche Stimmen in der Literatur gibt, die die Zurechenbarkeit des EEG-Wälzungsmechanismus insgesamt zum Staat ablehnen,¹⁰⁷ wird hier diese Zurechnung und die daran anknüpfenden Verringerungsregelungen grundsätzlich als staatlich finanziertes Vorteil im Dienste einer möglichst rechtssicheren Bewertung hingenommen. Für das MEM sprechen jedoch gute Argumente dafür, dass das MEM selbst nicht den Tatbestand des Art. 107 Abs. 1 AEUV erfüllt. Eine Einordnung des MEM als Beihilfe durch die Europäische Kommission kann dennoch nicht mit letzter Sicherheit ausgeschlossen werden.

2. Rechtfertigungsmöglichkeiten

Für den Fall, dass die Europäische Kommission der Einstufung als Nicht-Beihilfe verwehrt, dürfte in Anbetracht der gewährten EEG-Konto-Neutralität, dem Förderpotenzial zur vollständigen Marktintegration von EE-Strom und des Beitrages zum Erreichen der Klimaziele davon auszugehen sein, dass es sich um eine gerechtfertigte und genehmigungsfähige Beihilfe handelt. Denn im Wesentlichen ist unstrittig, dass Beihilfen durch die Ausnahmebestimmungen des

¹⁰⁶ EuG, Rs. T-47/15, Deutschland/Europäische Kommission, EU:T:2016:281, Rn. 127.

¹⁰⁷ Vgl. z. B. Assmann, Europäisierung der Energiewende, S. 92 ff. m. w. N.

Art. 107 Abs. 3 AEUV aus Gründen des Umweltschutzes gerechtfertigt werden können. Deswegen sollte, soweit die Europäische Kommission das MEM als staatliche Beihilfe einordnet, dieses aller Voraussicht nach einer Rechtfertigung offenstehen.

Wie bereits oben im Rahmen des Beihilfetatbestandes geprüft,¹⁰⁸ könnte die Europäische Kommission im MEM eine Beihilfe zugunsten der EE-Anlagenbetreiber darin sehen, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ersparte EEG-Zahlungen auf die EEG-Umlage anrechnen können und so besonderes EE-Strom mit EEG-Zahlungsanspruch nachfragen, oder aber in dem Erhalt und der damit verbundenen Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft.

In Art. 107 Abs. 2 und 3 AEUV sind Rechtfertigungsgründe für Beihilfen i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV aufgezählt. Nach der ständigen Praxis ist, soweit einer der dort genannten Rechtfertigungsgründe durch EU-Sekundärrecht oder eine Leitlinie der Europäischen Kommission konkretisiert wurde,¹⁰⁹ die Rechtfertigung der Beihilfen nur noch am Maßstab der jeweiligen Konkretisierung zu prüfen. Für den Bereich von Umwelt- und Energiebeihilfen hat die Europäische Kommission am 9. April 2014 die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (EEAG)¹¹⁰ mit einem Geltungszeitraum von 2014 bis 2020 erlassen und die bis Ende 2014 geltenden Umweltbeihilfeleitlinien ersetzt. Nach Rn. 18 e) werden von dieser auch Beihilfen für erneuerbare Energien erfasst. Die Prüfung der einer etwaigen rechtfertigungsbedürftigen MEM richtet sich daher ausschließlich nach den Vorgaben der EEAG zu Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien in Abschnitt 3.3.

a) Anrechnung auf die EEG-Umlage im Lichte der EEAG

Soweit die Europäische Kommission die Anrechnung nach § 61l EEG 2017 – neu – als Beihilfe einstuft, dürfte diese nach Abschnitt 3.7.2 EEAG – Beihilfen in Form von Ermäßigungen des Beitrags zur Finanzierung erneuerbarer Energien – zu bewerten sein. Diese Vorgaben setzen zur Rechtfertigung solcher Beihilfen relativ strenge Maßstäbe an. Die Systematik des Abschnittes ergibt, dass unter diesen Befreiungen nur solche verstanden werden, die ein Mitgliedstaat vorsieht, um die Wettbewerbsfähigkeit von mit der Finanzierung erneuerbarer Energien besonders belasteten Unternehmen nicht zu gefährden.¹¹¹ Dieser Abschnitt kommt somit nicht als Rechtfertigungsgrund in Betracht.

¹⁰⁸ S. o. V. 1.

¹⁰⁹ Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 107, Rn. 57.

¹¹⁰ Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (EEAG) vom 26.04.2009, 2014/C 200/01.

¹¹¹ Europäische Kommission, EEAG, 2014/C 200/01, Rn. 182: *Die Mitgliedstaaten können einen partiellen Ausgleich für die zusätzlichen Kosten vorsehen, „damit den Unternehmen durch die mit der Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien verbundenen Kosten kein signifikanter Wettbewerbsnachteil entsteht.“*

Die Anrechnung auf die EEG-Umlage könnte eine Betriebsbeihilfe zur Förderung erneuerbarer Energien gemäß Abschnitt 3.3.2 EEAG darstellen. Nach der hier vertretenen Ansicht würde es sich um eine Beihilfe zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen handeln, deren Rechtmäßigkeit sich nach Abschnitt 3.3.2.1 EEAG (Rn. 124 - 130) bestimmt. Nach Rn. 124 EEAG muss der EE-Anlagenbetreiber seinen Strom direkt auf dem Markt verkaufen und Marktverflechtungen unterliegen. Seit dem 1. Januar 2016 dürfen Beihilfen zur Förderung von erneuerbaren Energien nur noch in Form einer Prämie zusätzlich zum Marktpreis gewährt werden. Unzweifelhaft wird EE-Strom nach dem MEM im Sinne dieser Vorgaben direkt vermarktet. Die EE-Anlagenbetreiber handeln (ggf. unter Einschaltung eines Direktvermarkters) den für den EE-Strom zu zahlenden Kaufpreis unmittelbar mit dem Letztverbraucher aus. Die Anrechnung auf die EEG-Umlage stellt keine direkte Prämie wie die Marktprämie nach § 20 EEG 2017 dar. Sie wirkt sich jedoch einer Prämie vergleichbar aus, da die EE-Anlagenbetreiber bzw. deren Direktvermarkter im Rahmen des MEM als Elektrizitätsversorgungsunternehmen agieren und durch die vorgesehene Anrechnung auf den direkt vermarkteten EE-Strom letztlich eine geringere EEG-Umlage für diesen Strom entrichten müssen. Die weiteren Voraussetzungen der Rn. 124 EEAG dürften erfüllt sein. Insbesondere wird durch die mindestens 15minütig zu erfolgende Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch nach § 79b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 – neu – vom MEM auch die Voraussetzung nach Rn. 124 b) EEAG, dass der Beihilfeempfänger einer Standardbilanzausgleichsverantwortung unterliegt, sichergestellt. Auch der unmittelbare Verkauf des EE-Stromes durch den Erzeuger bzw. seinen Direktvermarkter an einen Letztverbraucher verhindert, dass der Strom zu Zeiten von Negativpreissituationen erzeugt wird. Denn das MEM sieht keinen direkten staatlichen Aufschlag auf den Kaufpreis für EE-Strom vor, Rn. 124 c) EEAG. Würde der EE-Anlagenbetreiber seinen Strom zu negativen Preisen erzeugen, wäre dies bei einer Vermarktung nach dem MEM unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten unvernünftig.

Hinsichtlich der Anrechnung im Rahmen des MEM sollten auch die Anforderungen in Rn. 126 EEAG erfüllt sein. Nach § 2 Abs. 3 EEG 2017 sollen die Zahlungen für EE-Strom grundsätzlich durch Ausschreibungen ermittelt werden. Ausschreibungen finden für neue EE-Anlagen seit 2017 nach § 28 ff. EEG 2017 regelmäßig statt. Auf Grundlage des Beschlusses der Europäischen Kommission vom 23. Juli 2014¹¹² und vom 20. Dezember 2016¹¹³ hat die Europäische Kommission das Ausschreibungsverfahren nach §§ 28 ff. EEG 2017 insbesondere als mit den EEAG vereinbar angesehen. Eine Anrechnung im Rahmen des MEM knüpft an die gleichen Anforderungen an, die allgemein die im EEG vorgesehenen Veräußerungsformen bestimmen. Die

¹¹² Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.07.2014, SA. 38632, EEG 2014, C(2014) 5081 final.

¹¹³ Europäische Kommission, Entscheidung vom 20.12.2016, SA. 45461, EEG 2017, C(2016) 8789 final.

Beurteilung des Ausschreibungssystems insgesamt durch die Europäische Kommission dürfte auch für das dem Ausschreibungssystem unterfallende MEM gelten.

Die Rn. 127 bis 130 EEAG sind hinsichtlich des MEM nicht relevant. Es handelt sich beim MEM um keine Beihilfe mittels einer Prämie, sondern lediglich um eine begrenzte Anrechnung, vergleichbar mit einer Befreiung von einer Abgabe.

Schließlich ist das MEM ist aller Voraussicht nach auch als mit den Vorgaben in Abschnitt 3.3.2.1 EEAG zu Beihilfen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vereinbar anzusehen.

b) Bilanzieller Erhalt und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft im Lichte der EEAG

Unterstellt, die Europäische Kommission sieht in dem bilanziellen Erhalt und der damit verbundenen Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes als geldwerten Vorteil eine staatliche Beihilfe, dann wäre diese wohl am Abschnitt 3.3.2.4 EEAG – Beihilfe in Form von Umweltzertifikaten – zu messen. Zwar stellt das MEM beim Erhalt der „grünen“ Eigenschaft auf kein eigenes Zertifikat ab. Es hält vielmehr unter den Voraussetzungen des § 79b Abs. 1 EEG 2017 – neu – unmittelbar die „grüne“ bestehende Eigenschaft des EE-Stromes bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung aufrecht. Es bedarf mithin nach dem MEM keines vom gelieferten EE-Stromprodukt losgelösten Zertifikats. Das MEM dient letztlich dem Erhalt der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom, wie es derzeit nur durch eine unmittelbare Lieferung des Stromes vom EE-Anlagenbetreiber mittels Direktleitung zum Letztverbraucher möglich ist. Darin liegt keine durch das MEM geschaffene indirekt garantierte Nachfrage nach EE-Strom.¹¹⁴ Geschaffen wird eine Überprüfbarkeit der Stromherkunft. Wird die Auffassung vertreten, es liege eine indirekte Förderung durch eine garantierte Nachfrage auslösende Zertifizierung vor, kann diese gerechtfertigt werden. Wenn bereits die Einführung von Umweltzertifikaten über Abschnitt 3.3.2.4 EEAG als indirekte Förderung durch eine garantierte Nachfrage gerechtfertigt werden kann, dann müsste dies erst recht für einen Nachweis und den Erhalt einer dem EE-Strom tatsächlich anhaftenden Eigenschaft möglich sein, auch wenn er über Art. 15 EE-RL hinausgeht.

¹¹⁴ Europäische Kommission, EEAG, 2014/C 200/01, Rn. 135: „Die Mitgliedstaaten können erneuerbare Energien mithilfe von Marktinstrumenten wie Umweltzertifikaten fördern. Auf diese Weise (69) werden alle Erzeuger dieser Energien indirekt durch eine garantierte Nachfrage zu einem Preis, der über dem Marktpreis für konventionell erzeugte Energie liegt, unterstützt. Der Preis für Umweltzertifikate wird nicht im Voraus festgesetzt, sondern bestimmt sich nach Angebot und Nachfrage auf dem Markt.“

Die in Rn. 136 EEAG¹¹⁵ vorgesehenen Voraussetzungen dürften ebenso erfüllt sein. Der bilanzielle Erhalt der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung dient letztlich der Rentabilität der Direktvermarktung, da so ein Mehrwert gegenüber dem an der Börse erwerbbaaren Graustrommix und sogar gegenüber „konventionellem“ EE-Strom mit verkauft und geliefert werden kann. Eine Überkompensation ist nicht zu befürchten, da sich der Preis für den nach dem MEM gelieferten Strom nach Angebot und Nachfrage richten wird. Das MEM stärkt zudem die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Strom, weil es ein Modell schafft, das den Übergang hin zu einer ungeforderten EE-Stromerzeugung ermöglicht (Stichwort: Ablauf des Förderzeitraumes oder perspektivischer Wegfall der EEG-Förderung). Das MEM fördert auf diese Art die Marktintegration von EE-Strom i. S. d. Rn. 123 EEAG.

Zu den Voraussetzungen der Rn. 137 EEAG gilt das Gleiche wie oben zu Rn. 126 EEAG gesagte. Ausgehend von der Entscheidung der Europäischen Kommission, die das im EEG 2017 vorgesehene Verfahren zur Förderung von EE-Anlagen genehmigt hat, in das sich das MEM quasi nahtlos einfügt, ist davon auszugehen, dass die Europäische Kommission das MEM als Beihilfe genehmigen würde.

¹¹⁵ Europäische Kommission, EEAG, 2014/C 200/01, Rn. 135: „Die Kommission wird die unter Randnummer (135) genannten Beihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar ansehen, wenn die Mitgliedstaaten hinreichend nachweisen, dass diese Unterstützung i) unverzichtbar ist, um die Rentabilität der betreffenden erneuerbaren Energiequellen sicherzustellen, ii) über die gesamte Laufzeit der Regelung und in Bezug auf alle Technologien oder auf einzelne weniger etablierte Technologien, insofern als eine Differenzierung nach der Zahl der Umweltzertifikate pro Produktionseinheit eingeführt wurde, im Gesamtergebnis nicht zu einer Überkompensation führt und iii) Erzeuger erneuerbarer Energien nicht davon abhält, ihre Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.“

3. Fazit

Letztlich ist festzuhalten, dass das MEM, selbst wenn es nach Ansicht der Europäischen Kommission eine Beihilfe darstellen sollte, jedenfalls einer Rechtfertigung nach der EEAG zugänglich ist.

4. Notifizierungspflicht gem. Art 108 Abs. 3 AEUV

Nach Art. 108 Abs. 3 AEUV ist die Europäische Kommission von jeder beabsichtigten Einführung oder Umgestaltung von Beihilfen so rechtzeitig zu unterrichten, dass sie die Möglichkeit zur Stellungnahme erhält. Unabhängig davon, ob man dem MEM nun den Charakter einer Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV beimisst, empfiehlt es sich in Anbetracht der grundsätzlichen Einstufung des EEG-Umlagesystems als Beihilfe nach europäischem Recht und der zurzeit erfolgenden Überarbeitung der EE-RL, das MEM nach Art. 108 Abs. 3 AEUV zumindest als Nicht-Beihilfe zu notifizieren. Eine Notifizierung als Nicht-Beihilfe ist im Energiesektor nicht unüblich.¹¹⁶ Zudem erlaubt es dieses Vorgehen, sich im Vorfeld der Einführung des MEM mit der Europäischen Kommission abzustimmen. Ohne eine Notifizierung bestünde die Gefahr, dass die Europäische Kommission unverzüglich ein Beihilfeprüfverfahren nach Art. 108 Abs. 2 AEUV eröffnen würde, wenn sie nach dessen Einführung zu der Auffassung gelangt, dass das MEM gegen EU-Beihilferecht verstößt. Dies könnte letztlich neben einem Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland dazu führen, dass das MEM im Nachhinein wieder abgeschafft werden müsste. Zudem würde eine Vorabprüfung durch die Europäische Kommission erheblich zur Rechtssicherheit beitragen.

¹¹⁶ Z. B. hat Rumänien 2011 sein neues Fördersystem für Grünstromzertifikate der Europäischen Kommission als Nicht-Beihilfe notifiziert, vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 13.07.2012, SA.33134, 2011/N-RO; C(2011)4938.



IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10
F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100
F +49 (0)38 34 420 2002

Isrodi@uni-greifswald.de