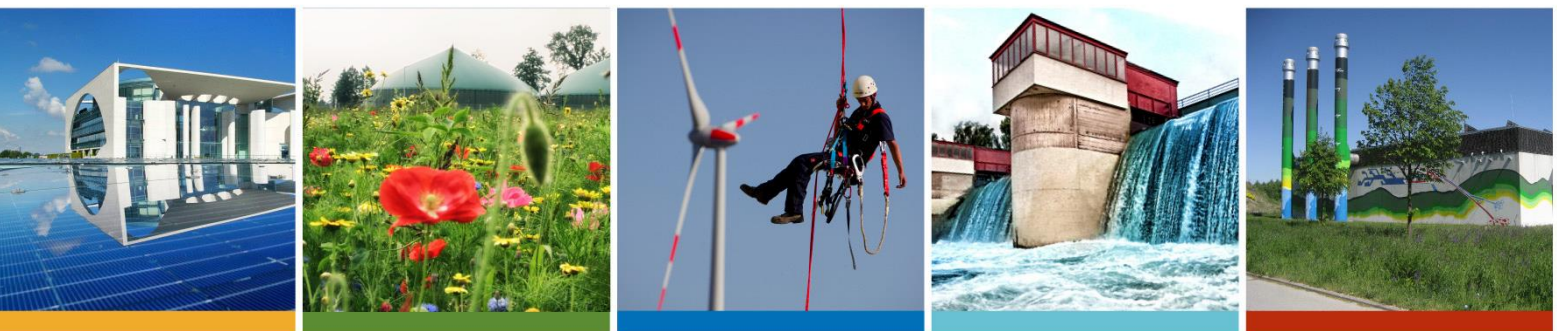


BEE-Stellungnahme

zum Referentenentwurf des BMWi (*Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien*)

Berlin, 28. April 2016



Inhaltsverzeichnis

1.	Vorbemerkungen	3
2.	Ausschreibungen	7
2.1.	Ausschreibungsgegenstand & übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns	7
2.2.	Monitoring und Revidierbarkeit.....	8
2.3.	Windenergie an Land	8
2.4.	Windenergie auf See	10
2.5.	Photovoltaik	12
2.6.	Biomasse	14
2.7.	Wasserkraft.....	15
3.	§ 15 Ref.-Entwurf EEG 2016: Härtefallregelung.....	15
4.	§ 19 Abs. 2 Nr. 2 Ref.-Entwurf EEG 2016: Stromsteuerbefreiung	15
5.	§ 20 Abs. 3 Ref.-Entwurf EEG 2016: Marktprämie	16
6.	§ 25 Ref.-Entwurf EEG 2016: Beginn, Dauer und Beendigung des Anspruchs	17
7.	§ 27a Ref.-Entwurf EEG 2016: Zahlungsanspruch und Eigenversorgung	17
8.	§ 51 Ref.-Entwurf EEG 2016 (vormals § 24 EEG 2014): Nichtvergütung bei negativen Preisen	17
9.	§ 61 Ref.-Entwurf EEG 2016: Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage (Speicher).....	19
10.	§ 80 Ref.-Entwurf EEG 2016: Doppelvermarktungsverbot	20
11.	§ 100 Ref.-Entwurf EEG 2016: Übergangsvorschriften	21
12.	Investitions-, Vertrauens- und Rechtsschutz im EEG	21
12.1.	Pönalen	21
12.2.	§ 7 Abs. 2 EEG 2014: Verlust an Rechtssicherheit und Rechtsklarheit: Aufhebung des Abweichungsverbotes	24
12.3.	§ 9 EEG 2014/Ref.-Entwurf EEG 2016: Einrichtung für das Einspeisemanagement pro Netzanschluss	25
12.4.	§ 21c Ref.-Entwurf EEG 2016: Verfahren für den Wechsel.....	25
12.5.	§ 61a Abs. 3 Ref.-Entwurf EEG 2016: Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage.....	26
12.6.	EEG-Umlage und 30 Prozent-Erweiterungsregelung	26
12.7.	Stärkung der Stellung der Clearingstelle EEG.....	26
12.8.	Ausschluss des Aufrechnungsverbotes.....	26
12.9.	Einstweilige Verfügung und Verfügungsgrund.....	27
13.	Regionale Grünstromvermarktung	27
14.	Einspeisemanagement (§ 14 Ref.-Entwurf EEG 2016)	28

1. Vorbemerkungen

Aus Sicht des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) dient die aktuelle Novelle primär der Begrenzung der Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien bzw. der Deckelung des jährlichen Ausbaus, was auch aus den Formulierungen „bis zu“ hervor geht. Dies steht klar im Widerspruch zur Grundidee des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu beschleunigen, damit diese möglichst schnell zur Lösung der mit der Energieversorgung einhergehenden Probleme beitragen können. Vor dem Hintergrund des Atomausstiegs bedeutet die Deckelung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 45 Prozent bis 2025 und 60 Prozent bis 2035, dass bis 2025 mindestens 55 Prozent und bis 2035 mindestens 40 Prozent fossile Energieträger zur Stromerzeugung beitragen. Damit begrenzt das EEG auch den Umfang der möglichen CO₂-Einsparungen. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der jüngsten Klimaschutzvereinbarungen in Paris sind diese Einsparungen als gänzlich unzureichend anzusehen. Der BEE ist der Auffassung, dass Deutschland seine nationalen und internationalen Verpflichtungen beim Ausbau Erneuerbarer Energien einhalten muss.

Der BEE lehnt die vorgeschlagene Berechnungsformel ab, die dazu dienen soll, den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Allgemeinen und der Windenergie im Besonderen zu begrenzen. Neben grundsätzlichen Überlegungen, die gegen diesen Eingriff in den Ausbau der Erneuerbaren Energien sprechen, soll an dieser Stelle auch auf die spezifischen Schwächen der Formel verwiesen werden. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien schwankt von Jahr zu Jahr. Wie die letzten Jahre gezeigt haben, können gerade die Abweichungen bei der Windenergie erheblich sein. Die Berechnungsergebnisse für die Ausschreibungsmenge bei der Windenergie sind letztlich wetterabhängig. Dies ist keine vernünftige Grundlage für die Planungen der Windbranche.

Darüber hinaus betrachtet es der BEE als kritisch, dass die Erneuerbaren Energien künftig miteinander verrechnet werden sollen, d.h. dass der Ausbau der Windenergie davon abhängig gemacht wird, wieviel bei anderen Erneuerbaren Energien zugebaut wird. Der BEE ist der Auffassung, dass für den Fall, dass die Fraktionen am Koalitionsvertrag festhalten, zunächst die Klimaschutzziele als Maßstab anzulegen sind. Sollte die Bundesregierung der Ansicht sein, dass diese Ziele zwingend erreicht werden müssen und Abweichungen zu verhindern sind, sollte ein Automatismus entwickelt und eingeführt werden, nach dem die nationalen Klimaschutzziele in einem jährlich vorgegebenen Treibhausgas(THG)-Minderungspfad automatisch umgesetzt werden.

Laut Umweltbundesamt (UBA) lagen die THG-Einsparungen im Jahr 2015 bei 27,2 Prozent. In einer von Dr. Joachim Nitsch für den BEE angefertigten Studie kommt er in seinem Trendszenario auf eine Einsparung in Höhe von 32 Prozent bis 2020: Nach diesem Szenario entspräche eine Zielverfehlung in Höhe von acht Prozentpunkten einer Abweichung von 20 Prozent. In den folgenden Zeiträumen steigen die Differenzen weiter an – und das letztlich zu den inzwischen veralteten THG-Einsparzielen.¹ Es ist daher völlig unverständlich, wieso die Bundesregierung bei den Klimaschutztechnologien Erneuerbare Energien den Ausbau deckeln anstatt beschleunigen will. Letztlich konterkariert die Bundesregierung ihre eigene Zielsetzung und unterminiert damit auch ihre Glaubwürdigkeit, national und international, was dem Klimaschutzprozess im Nachgang zu Paris abträglich sein könnte.

Deutschland hat sowohl national sowie auch europäisch weitreichende Ziele für die Nutzung Erneuerbarer Energien vorgelegt. Nach aktuellem Stand ist davon auszugehen, dass bei einer

¹ Nitsch, Joachim (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V

Umsetzung der Korridorvorgaben die nationalen Ausbauziele verfehlt werden. Insofern der Anteil der Erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor nicht zugelegt wird, würde selbst eine Überschreitung des Ausbaukorridors bei der Windenergie nicht ausreichen, um die Ziele zu erreichen. Hinzu kommt, dass Solar- und die Bioenergie weit davon entfernt sind, die von der Bundesregierung beschlossenen Korridorvorgaben zu erfüllen. Die Erreichung der im Nationalen Aktionsplan festgelegten 19,6 Prozent für Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2010 (vor Fukushima) erscheint angesichts dessen nur bei einer Kurskorrektur möglich. Selbst die Erreichung der gegenüber der EU verpflichtenden sektorenübergreifenden Endenergieanteile (18 Prozent) ist derzeit nicht zu erwarten. Angesichts dessen muss sich die Politik mit der Frage beschäftigen, wie der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden kann.

Der Bundeswirtschaftsminister hat mehrfach darauf hingewiesen, dass Ausschreibungen für Erneuerbare Energien auf Vorgaben der Europäischen Kommission eingeführt werden. So sehen die Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission Ausschreibungen für Erneuerbare Energien vor. Die Leitlinien wurden festgelegt, obwohl die Erfahrungen mit Ausschreibungen im Ausland überwiegend negativ sind (siehe hierzu auch IZES-Ausschreibungsstudie vom 19. Mai 2014).² Zugleich enthalten die Beihilfeleitlinien aber umfassende Ausnahmen, von denen das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) nur in geringem Umfang Gebrauch macht. Wenn die Nachteile von Ausschreibungssystemen überzeugend dargestellt werden können, ist es – gemäß der Beihilfeleitlinien – grundsätzlich auch möglich, ganz auf Ausschreibungen zu verzichten. So lehnt das BMWi die Umstellung der Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) auf Ausschreibungsverfahren aus guten Gründen ab, obwohl auch diese unter die Beihilfeleitlinien fällt, wie Vergütung nach dem EEG.

Bereits mit der letzten EEG-Novelle hat sich das BMWi darauf festgelegt, das Ausschreibungsexperiment bei Erneuerbaren Energien einzugehen. Bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurden inzwischen vier Testdurchläufe durchgeführt. Bei diesen Ausschreibungen traf eine große Nachfrage auf eine geringe Ausschreibungsmenge. Dies hatte zur Folge, dass nur wenige Projekte zum Zuge kamen. Bei den Projekten, die erfolglos ausgingen, entstanden Transaktionskosten, die im Falle weiterer erfolgloser Teilnahmen abgeschrieben werden müssen. An dieser Stelle soll auch darauf hingewiesen werden, dass es noch keinen Monitoringbericht zu den PV-Freiflächenausschreibungen und daher auch keine Auswertung bzgl. der Übertragbarkeit auf andere Technologien gibt.

Bereits mit dem EEG 2014 wurden Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien im Stromsektor mit dem Ziel eingeführt, den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu verlangsamen. Der BEE lehnt die zu niedrigen Ausbaukorridore weiterhin ab. In der bevorstehenden EEG-Novelle sollen die Ausbaukorridore durch Ausschreibungen umgesetzt werden. Der BEE sieht Ausschreibungsverfahren weiterhin kritisch und plädiert für die Fortführung von administrativ festgesetzten Vergütungen. Nichtsdestotrotz wird der BEE im Folgenden Vorschläge für eine bestmögliche Ausgestaltung der Ausschreibungsverfahren vorlegen, insoweit dies innerhalb der Vorgaben der Bundesregierung möglich ist.

Ausschreibungsexperiment und Risiken

In Deutschland lagen bis zur Einführung von Ausschreibungen bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen keinerlei Erfahrungen mit Ausschreibungen bei den anderen Erneuerbaren

² Vgl. Institut für ZukunftsEnergieSysteme (2014): „Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen der erneuerbaren Energienutzung“, http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES_2014-05-20_BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf

Energien vor. De facto handelt es sich bei der bevorstehenden EEG-Novelle um ein Gesetzgebungsverfahren, das ein umfassendes Experiment vorbereitet. Damit verbunden sind umfassende Risiken:

- Nichterreichen der Mengenziele (was in einer Reihe von Staaten der Fall war, die Ausschreibungen durchgeführt haben, bei denen im Nachgang zu den Ausschreibungen nur ein Teil der bezuschlagten Projekte umgesetzt worden ist)
- zeitliche Verschiebung von Investitionen (dann würden die Mengenziele zwar verzögert erreicht, aber Zeiträume entstehen, in denen die jeweilige Branche und ihre Beschäftigten unter spürbaren Auftragsrückgängen zu leiden hätten)
- Verlust der Akteursvielfalt, wenn bestimmte Akteure die Ausschreibungsrisiken nicht tragen können
- kurzfristig höhere Kosten in Folge höherer Risiken und Transaktionskosten sowie mittel- und langfristig höhere Kosten in Folge der Verringerung der Akteursvielfalt
- Verlust an Akzeptanz der Energiewende in Folge höherer Kosten und geringerer Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung

Der BEE erkennt an, dass das BMWi versucht, die in anderen Ländern negativen Erfahrungen mit Ausschreibungen nicht zu wiederholen. Zugleich ist der BEE skeptisch, dass die „Quadratur des Kreises“ gelingen wird. Aus Sicht des BEE müssten zur Erreichung der – bereits niedrigen – Mengenziele Sicherheitsmargen bei den ausgeschriebenen Vorhaben aufgeschlagen werden, sodass im Falle der Nichtrealisierung von Projekten die Mengenziele zeitnah erreicht. Es ist fraglich, ob die seitens BMWi angenommene Realisierungsquote von 90 Prozent nicht zu optimistisch ist. Diese sollte gegebenenfalls niedriger angesetzt und in Folge eines Monitorings an den realen Erfahrungswerten angepasst werden.

Zur Erreichung der Kostenziele müssten wiederum die Risiken minimiert und die Akteursvielfalt erhalten bleiben. Beides erscheint auf Basis des vorliegenden EEG-Referentenentwurfs (Ref.-Entwurf EEG 2016) fraglich. Die ersten Ergebnisse aus der Photovoltaik-Freiflächenausschreibung zeigen, dass die Risiken einen realen Hintergrund haben. So gab es bei einigen Photovoltaikausschreibungsrunden eine Konzentration auf wenige Gewinner und Bürgerenergieanlagen kamen nur sehr selten zum Zug. Auch lassen sich noch keine Aussagen über den tatsächlichen Realisierungsgrad treffen. Grundsätzlich gibt es bei der Verordnung zur Photovoltaik-Freiflächenausschreibung zu bemängeln, dass die Ausschreibungsmengen sehr niedrig sind, was mit dazu beiträgt, dass die Photovoltaik-Ausbauziele nicht erreicht werden. Dies sollte im Rahmen des bevorstehenden EEG-Gesetzgebungsverfahren nach korrigiert werden. Eine Anhebung auf lediglich **500 MW** greift zu kurz, zumal erstmals auch größere Dachanlagen in die Ausschreibung mit einbezogen werden. Der BEE schlägt deshalb eine Verdoppelung auf **1.000 MW** vor.

Wie wichtig eine deutliche Erhöhung der Ausschreibungsmenge wäre, zeigt die deutliche Verfehlung der Photovoltaikausbauziele im letzten Jahr. Die bevorstehende EEG-Novelle bietet hier die Chance zur Korrektur. In dem Zusammenhang sollte auch der falsche Ansatz behoben werden, die Ausschreibungsmengen auf den sogenannten „atmenden Deckel“ anzurechnen. Die dynamische Degression soll die Marktentwicklung widerspiegeln. Die Ausschreibungsmenge ist aber administrativ festgesetzt und unabhängig von der Marktentwicklung. Die Erfahrungen aus der Pilotausschreibung bei ebenerdigen Solarparks sind zudem kaum auf andere Marktsegmente übertragbar. So ist die Planungs- und Akteursstruktur bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden oder der bei der Windenergie deutlich komplexer. Die Umstellung auf Ausschreibungen birgt hier erhebliche Risiken, die sich bereits in Vorzieheffekten widerspiegeln.

Die Risiken betreffen die Akteursvielfalt, die regionale Vielfalt, die Kosten, die Mengen und damit auch die dahinter liegende Branche.

Die Situation der Bioenergiebranche unterscheidet sich wiederum stark von der Situation der Wind- und Solarenergiebranche. Wie bei den anderen Technologien laufen die ersten Anlagen derzeit auf das Ende ihres EEG-Vergütungszeitraums zu. Da diese Anlagen aufgrund von Nachrüstungs- und Brennstoffkosten derzeit nicht ohne eine EEG-Vergütung produzieren können, ist mit Stilllegungen zu rechnen. Allerdings ist aufgrund der Rahmenbedingungen für die Bioenergie im EEG 2014 der Zubau neuer Anlagen so gering, dass die aus dem EEG ausscheidenden Anlagen nicht einmal im Ansatz durch Neuanlagen ersetzt werden können. Darüber hinaus ist absehbar, dass viele der bestehenden Anlagen nicht einmal das Ende ihres regulären Vergütungszeitraums erreichen werden. Die Betreiber bestehender Anlagen stehen aktuell vor wichtigen und langfristigen Investitionsentscheidungen, sehen aber aufgrund ihres kurzen Restvergütungszeitraums keine Perspektive, die Investitionen amortisieren zu können. Bei der Einführung von Ausschreibungsverfahren für die Bioenergie muss es deshalb darum gehen, die Stromerzeugung aus Biomasse durch verbesserte Finanzierungsbedingungen für Neuanlagen sowie eine realistische Anschlussfinanzierung für Bestandsanlagen mittelfristig zu stabilisieren und moderat auszubauen.

Akteursvielfalt und De-minimis-Regelung

Ziel eines künftigen Fördermechanismus sollte die Schaffung eines Level-Playing-Field zwischen den Marktakteuren und potenziellen Investoren sein. Die Umstellung auf Ausschreibungen beendet das bisherige Level-Playing-Field, das auch kleineren Akteuren die notwendigen Beteiligungsmöglichkeiten bot bzw. bis heute bietet. Ausschreibungen führten zu einer Umverteilung der Risikostruktur mit spezifischer Benachteiligung von Akteuren mit kleinen Portfolien und schwereren Kapitalzugängen.

In seinen Eckpunktepapieren hatte das BMWi die Akteursproblematik erkannt. Aus Sicht des BEEs wäre es folgerichtig, bei der Windenergie an Land eine Bagatellregelung für kleinere Akteure einzuführen, die an die De-minimis-Regelung der Beihilfeleitlinien angelehnt ist (sechs Anlagen mit jeweils 6 MW Leistung) KMUs, die in die Regelung fielen und Projekte haben, die in die De-minimis-Regelung fallen, bräuchten nicht an der Ausschreibung teilzunehmen. Um den Vergütungssatz bzw. die Marktpremie festzulegen, könnte auf sie eine elaborierte non-competitive-bidding-Regelung angelegt werden.

Bei Photovoltaikdachanlagen begrüßt der BEE, dass die De-minimis-Regelung der EU-Kommission Anwendung finden soll.

Auch bei der Bioenergie ist das entscheidende am Ausschreibungsdesign, dass die bestehende Vielfalt der Akteure, Anlagenkonzepte und Technologien gewahrt bleibt. Für Altholzanlagen großer Leistung wie auch für Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich mit kleinerer Leistung müssen Regelungen geschaffen werden, die einen fairen Wettbewerb ermöglichen, analog zum Referenzertragsmodell bei der Windenergie an Land. Darüber hinaus sind adäquate Ausnahmeregelungen notwendig, insbesondere für Güllekleinanlagen, Bioabfallvergärungsanlagen, besonderes systemdienliche Biogas-Bestandsanlagen sowie Anlagen mit sehr niedriger Leistung.

2. Ausschreibungen

2.1. Ausschreibungsgegenstand & übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns

Der BEE unterstützt grundsätzlich den Ansatz des BMWi, das Ausschreibungsdesign möglichst eng an das EEG anzulehnen. Dies hat einige Vorteile und erhöht die Vergleichbarkeit. Nur so können im Ansatz auch Erfahrungen für andere Erneuerbare Energien generiert werden. Bereits die Umstellung im vertrauten Kontext birgt wie ausgeführt einige relevante Risiken. Die Anlehnung an bewährte Mechanismen erleichtert es den Akteuren, mit den Umstellungen umzugehen. Zudem haben sich die Mechanismen bewährt.

Gelegentlich diskutierte, alternative Vergütungsmechanismen brächten insbesondere bei Wind- und Solarenergieanlagen eine Reihe von Nachteilen mit sich. So würde die Vergütung von Kapazitäten bei Windenergie- und Solaranlagen den Anreiz massiv verringern, qualitativ hochwertige Anlagen zu installieren. Entweder würden dann minderwertige Anlagen oder Anlagenteile installiert oder man müsste mit großem Aufwand vorschreiben und überprüfen, dass die Anlage zu bestimmten Zeitpunkten bestimmte Leistungen erbringen kann. Die Ausschreibung von ex-ante Fixprämien würde die Finanzierungsrisiken massiv erhöhen und damit die Ziele Kosteneffizienz und Akteursvielfalt untergraben. Systemische Vorteile sind bei der Fixprämie im Vergleich zur gleitenden Marktprämie keine Vorteile zu erwarten und ihre Auswirkung auf das Abschaltungsverhalten wäre identisch. Daher lehnt der BEE sowohl Fixprämien als auch Kapazitätsprämien für Wind- und Solarenergie entschieden ab. Gleiches gilt für Überlegungen zu Mengenkontingentierungen für Wind- und Solarstrom. Da es keinen Anreiz mehr gibt qualitativ hochwertige Anlagen zu installieren, wenn nur eine gewisse Menge des Stroms vergütet wird, hätten Mengenkontingentierungen ähnlich wie Kapazitätsprämien deutliche Qualitätseinbußen zur Folge. Wenn technisch minderwertige Anlagen vor allem zu den Zeiten weniger Strom liefern, zu denen der Strom besonders benötigt wird, könnte dies sogar negative systemische Auswirkungen haben. Als Beispiele seien hier etwa billige Solarmodule mit schlechtem Schwachlichtverhalten im Vergleich zu Modulen mit gutem Schwachlichtverhalten genannt.

Auch bei der Bioenergie ist die vorgesehene Ausschreibung der gleitenden Marktprämie sinnvoll. Davon abgesehen ist für die Bioenergie aufgrund ihrer spezifischen technologischen Stärken eine andere Vergütungssystematik sinnvoll als für Wind- und Solarenergie. Die für Biogasanlagen vorgesehene Beschränkung der Vergütung auf eine Bemessungsleistung, die der Hälfte der installierten Leistung entspricht (§ 44b Abs. 1 EEG 2016), sinnvoll. Dadurch entstehen Anreize zu einer bedarfsgerechten Stromerzeugung und reizen damit an, die spezifischen Vorteile der Bioenergie – Speicher- und Steuerbarkeit – für die Systemintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu nutzen. Die Beibehaltung des administrativ festgesetzten Flexibilitätszuschlags für Biogasanlagen ergänzend zur gleitenden Marktprämie ist ebenfalls sinnvoll, um die Mehrkosten der technischen Umrüstung für eine flexible Fahrweise auszugleichen.

Beim Zuschlagsverfahren sollten die jeweiligen Zuschläge in allen Technologien durchgängig nach dem ‚Pay-As-Bid‘-Verfahren ermittelt werden. Das Verfahren hat sowohl den Vorteil eines einfacheren Verständnisses für die jeweiligen Teilnehmer als das geringere Risiko von Mitnahmeeffekten, die sich beim ‚Uniform Pricing‘ einfacher einstellen. Zudem steigt beim ‚Uniform Pricing‘ die Gefahr strategischer Gebote, wie bei Photovoltaik-Freiflächenausschreibungsrunden bereits gesehen werden konnte.

2.2. Monitoring und Revidierbarkeit

Vieles deutet darauf hin, dass es der deutschen Regierung trotz besten Willens nicht gelingen wird, die Erhaltung der Akteursvielfalt, die Erreichung der Mengenziele und die Kostensenkungen bei gleichzeitiger Erhöhung der Risikostruktur zu gewährleisten, da diese teils gegensätzliche Maßnahmen erfordern. Insgesamt ist daher mit einem längeren Korrekturprozess zu rechnen. Umso wichtiger ist das umfassende Monitoring der Ausschreibungen. Wenn eine Regierung die Nachteile darstellen kann, lassen die Beihilfeleitlinien sogar den Verzicht auf Ausschreibungen ausdrücklich zu. Der Bundeswirtschaftsminister hatte auf dem BEE-Neujahrsempfang 2014 deutlich gemacht, dass sich auch aus seiner Sicht Ausschreibungen erst bewähren müssen und nicht unabhängig von Ergebnissen festgeschrieben werden. Auch diesbezüglich soll auf das noch fehlende Monitoring der Testausschreibungen der Photovoltaik-freiflächenanlagen hingewiesen werden.

Zu den Spezifika der einzelnen Erneuerbaren Energien verweist der BEE ausdrücklich auf die Stellungnahmen seiner Mitgliedsverbände.

2.3. Windenergie an Land

Zukünftig soll das Ausbauvolumen für Erneuerbare Energien über eine komplexe Formel berechnet werden. Hierbei wird der preiswertesten erneuerbaren Energie, der Windenergie, die Rolle einer Residualgröße zugewiesen. Da die Formel selbst nach Einschätzung des BMWi zu einem Ausbau von null führen kann, ist eine Mindestausschreibungsmenge zwingend erforderlich. Nur diese Mindestausschreibungsmenge kann verhindern, dass es in einen funktionierenden Markt zu massiven Verwerfungen über die gesamte Wertschöpfungskette kommt. Ein Wegbrechen des deutschen Marktes gefährdet die hervorragende Position deutscher Hersteller im Weltmarkt.

Unternehmen brauchen Kontinuität, Planungs- und Investitionssicherheit. Deshalb muss anknüpfend an die schließlich im EEG 2014 verankerte Bund-Länder-Vereinbarungen auch weiterhin ein Zubau von jährlich mindestens **2.500 MW netto** Wind an Land erfolgen. Nur so wird die junge und international führende deutsche Windindustrie in ihrer Dynamik erhalten.

§ 28 Ref.-Entwurf EEG 2016: Ausschreibungsvolumen

Eine komplexe mathematische Formel ist nicht geeignet, um den kontinuierlichen Ausbau der Windenergie zu sichern und die Ziele des Gesetzes zu erreichen. Auf sie sollte verzichtet werden. Die hohen Sensitivitäten der Variablen der Formel haben gezeigt, dass es zu keiner Zielsicherung durch die Formel kommen kann. Trotz der eingebauten Nachholungen innerhalb der Formel ist es sehr umstritten, ob sie das beabsichtigte Ziel am Ende auch erreicht. Deshalb ist es aus der Sicht des Bundesverbands WindEnergie e.V. (BWE), eine ausreichend große Mindestmenge Windenergie an Land auszuschreiben essentiell. Der BWE hält die Zielsetzung aus dem EEG 2014 für angemessen. Deshalb sollte die zugebaute Menge **2.500 MW netto** betragen und die Mindestausschreibungsmenge entsprechend der im Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingetragenen Rückbauten errechnet werden.

Der BWE hält die Durchführung einer Ausschreibungsrunde pro Quartal für gangbar. Darüber hinaus wäre denkbar, dass ein Ausschreibungsturnus von sechs Runden pro Jahr gewählt wird, sodass „Nichtrealisierungen“ aus vergangenen Runden zeitnah neu ausgeschrieben werden.

Formulierungsvorschlag:

„(1) Bei Windenergieanlagen an Land berechnet die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen eines Jahres nach Maßgabe der Formel in Anlage 2 oder einer Mindestausschreibungsmenge brutto, die unter Berücksichtigung der abgebauten Leistung gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 2.500 MW pro Jahr netto entspricht. Das sich so ergebende Ausschreibungsvolumen verteilt sie gleichmäßig (...)“

Kleinwindanlagen

Der Ref.-Entwurf EEG 2016 sieht nach § 46 Abs. 4 eine Grenze von 50 Kilowatt (kW) für die Sonderregelung zur Kleinwindenergie vor. Dies lässt unberücksichtigt, dass im Kleinwind-Segment zwischenzeitlich auch Anlagen bis 100 kW installierter Leistung am Markt tätig und auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit sind. Der BEE schlägt daher eine Erhöhung der Grenze auf 100 kW vor. Dies würde dem jungen Segment der Kleinwindenergie die notwendige Technologieförderung geben.

Akteursvielfalt bei der Windenergie

Die Leitlinien der Europäischen Union geben bei der Windenergie umfangreiche Spielräume zur Nutzung von Bagatellgrenzen, welche wiederum einen entscheidenden Beitrag zum Erhalt der Akteursvielfalt leisten würden. Die Bundesregierung sollte daher die von der EU vorgeschlagene Bagatellgrenze eins-zu-eins umsetzen. Den Vorgaben der EU zur Folge können bis zu 18 MW unter gewissen Bedingungen aus der Ausschreibung ausgenommen werden.

Lösungsvorschlag: Sollte das BMWi keine vollständige Öffnung der Akteursgruppe umsetzen können, sollte eine räumliche Öffnung in die Definition aufgenommen werden. Bei einer scharf gezogenen Grenze des Kreises wird eine sinnvolle Einbindung von benachbarten Bürgern aus angrenzenden Gemeinde erschwert. Ferner sollte die Beteiligungsquote in c) erhöht werden: Für eine erleichterte Finanzierung der Projektentwicklung sollte statt einer Begrenzung des maximalen Stimmrechtsanteils je Gesellschafter auf 10% höchstens ein Stimmrechtsanteil von 24,9% vorgesehen werden.

Der Referentenentwurf zeigt zunächst auf, dass das BMWi den in Ausschreibungen durch zusätzliche Risiken entstehenden Wettbewerbsnachteil für Bürgerenergieprojekte wahr nimmt und ausgleichen möchte. Zu diesen Risiken zählt vor allem, für ein bereits mit hohem finanziellem und auch ehrenamtlichem Aufwand geplantes und genehmigtes Projekt in der Ausschreibung keine auskömmliche Vergütung erzielen zu können. Da Bürgerenergieprojekte im Regelfall nicht Bestandteil größerer Portfolien sind, ist es diesen Akteuren nicht möglich, dieses Risiko über mehrere Projekte zu verteilen.

Das BMWi hat eine Lösung vorgeschlagen, die durch die Einführung einer Preisvorausschau zwar im Grundsatz sinnvoll ist, in der konkreten Umsetzung jedoch zusätzliche Risiken (Pönalen-/Genehmigungsrisiko) einführt und daher abzulehnen ist. In die richtige Richtung geht der Vorschlag der Definition der Bürgerenergie.

- Einige wenige Änderungen der Definition des BMWis sind jedoch noch notwendig: Um auch in dünn besiedelten Regionen anwendbar zu sein, sollte die Mehrheit der Stimmrechte der Gesellschaft nicht nur bei natürlichen Personen aus dem Landkreis liegen, in

welchem die Windenergieanlage errichtet werden soll. Auch sollten Personen aus der Nachbargemeinschaft sollten mit einbezogen werden.

- Um in Regionen mit geringen finanziellen Möglichkeiten der lokalen Bevölkerung auch die Realisierung von Bürgerwindprojekten durch Kommunen zu ermöglichen, könnte für Kommunen bzw. kommunale Unternehmen aus dem (Nachbar)Landkreis des Anlagenstandorts ausnahmsweise ein maximaler Stimmrechtsanteil von 51 Prozent zulässig sein, sofern unter den übrigen 49 Prozent zahlreiche lokale Bürger am Projekt beteiligt werden.
- Bei einer Erhöhung der maximalen Stimmrechtsanteile je Gesellschafter oder der Einführung einer Regelung für Kommunen oder kommunale Unternehmen muss dann auch eine entsprechende Anpassung für die eingetragene Genossenschaft mit ihrer demokratischen Stimmrechtsverteilung erfolgen.

Eine Wettbewerbsregel (faire Ausschreibungsbedingungen), die Bürgerwindparkakteuren und Energiegenossenschaften wirklich hilft, muss die adressierten Probleme lösen. So sollten Bürgerenergieakteure nicht, wie bisher von BMWi vorgesehen, mit eigenen Geboten an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Deutlich zielführender wäre eine Übertragung des Ausschreibungsergebnisses auf die Bürgerenergieprojekte, deren Initiatoren diesen Preis für ihr Projekt als auskömmlich erachten, d.h. auf Antrag nach den Auktionen. Das ermöglicht Nachverhandlungen mit Anlagenherstellern und Finanzierern, gegenüber denen diese Akteursgruppe sonst eine eher schwache Verhandlungsposition hat.

Dem Wunsch der derzeitigen Bundesregierung nach einer Ermittlung der Vergütungshöhen über Ausschreibungen statt einer administrativen Festlegung wäre damit genüge getan. Dem ebenfalls mehrfach geäußerten Wunsch nach einer Mengenbegrenzung des Onshore-Windausbaus ließe sich durch eine entsprechende Begrenzung auch dieses Bürgerenergie-Segments nachkommen – entscheidend ist jedoch, dass dieses Segment dennoch ausreichend groß ist, um ausreichend Interesse neuer Bürgerenergieprojekte auszulösen. Zudem sollte der Ansatz des BMWi-Vorschlags im Referentenentwurf aufgegriffen werden, für eine Preisvorschau zu sorgen. Im Ergebnis würde es Bürgerenergieprojekten ermöglicht, den Löwenanteil der Investitionen in die Projektentwicklung erst zu tätigen, nachdem sie – durch Übertragung eines Auktionsergebnisses – eine ausreichende Vergütung erworben haben.

Mit Blick auf den aktuellen Referentenentwurf sei schließlich darauf hingewiesen, dass keine Sicherheiten verlangt werden sollten, die eingezogen werden, wenn ein Bundesimmissionschutzgesetz-Genehmigungsverfahren scheitert oder sich verzögert, da (kleine wie große) Antragsteller den Verlauf dieser Verfahren kaum beeinflussen können.

2.4. Windenergie auf See

Der BEE verweist auf die Stellungnahmen des BWE, der Stiftung Offshore-Windenergie und des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke (WWK).

Um einen kontinuierlichen und kosteneffizienten Ausbau der Offshore-Windenergie sicherzustellen, braucht es einen jährlichen Zubau in einer Höhe, die auf Basis von Lern- und Skaleneffekten die Realisierung von Kostensenkungspotenzialen ermöglicht. Gleichzeitig ist ein kontinuierlicher Ausbau die Grundlage für die industrielle Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie sowie der Sicherung und des Ausbaus von Arbeitsplätzen. Zudem leitet die Offshore-Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele der Bundesregierung.

In § 1 Windenergie auf See Gesetztes (WindSeeG) wird der stetige und kosteneffiziente Ausbau der Offshore-Windenergie als Ziel genannt. Konkret sollen bis zum Jahr 2030 15 Gigawatt (GW) Windenergie-Leistung offshore installiert werden. Mit Blick auf dieses Ziel empfehlen wir bei den jährlichen Ausbautzahlen eine gewisse Flexibilität nach oben zu ermöglichen, um einen möglichst kontinuierlichen Ausbau sicherzustellen, der möglichst schnelle Kostensenkungsziele ermöglicht.

So verhindert der strenge Ausbaudeckel von 15 GW bis 2030 und die entsprechenden Ausschreibungsmengen von 730 MW jährlich (ab 2021) die vollständige Realisierung von Kostensenkungspotenzialen – Skaleneffekte und Innovationssprünge werden beschränkt. Auch vor diesem Hintergrund erscheinen die sich in der Industrie abzeichnenden Folgen einer strikten Deckelung (Arbeitsplatzabbau, Verlagerung der produzierenden, überwiegend mittelständisch geprägten Hersteller- und Komponentenlieferanten) nicht vertretbar. Strukturelle Verwerfungen in der gerade auch international erfolgreichen deutschen Windindustrie sind zu befürchten. Der BEE schlägt daher die kontinuierliche Ausschreibung von mindestens 900 MW pro Jahr vor.

Netzausbau auf See entsprechend gewährleisten

Voraussetzung für einen kontinuierlichen Ausbau der Offshore-Windenergie ist außerdem der jährliche Zubau von Netzanschlussystemen in Nord- und Ostsee. Bundesregierung und Übertragungsnetzbetreiber sollten für den rechtzeitigen Anschluss der Offshore-Windparks Sorge tragen. Dazu gehören vordringlich rechtzeitige Planungen und Auftragsvergaben.

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass mit Beginn des Übergangssystems ab dem Jahr 2021 ein kontinuierlicher Ausbau der Offshore-Windenergie erfolgt. Nach der zuletzt erfolgten Verlangsamung – bedingt auch durch die Herabsetzung der Ausbauziele im Jahr 2014 – ist nun ein beschleunigter Netzausbau auf See die Voraussetzung eines kontinuierlichen und bruchfreien Ausbaus. Deshalb sollte die Bundesregierung und die dem BMWi unterstellte BNetzA einen Rahmen schaffen, der die für den Netzausbau auf See verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nicht nur in die Lage versetzt, sondern auch dazu anhält, ab 2021 jährlich je ein neues Netzanschlussystem in Nord- und Ostsee tatsächlich bereitzustellen.

Betrieb des OWP nach Ende der Vergütungszeit – Recht auf Weiterbetrieb einführen und Enteignungen vermeiden

In § 48 Abs. 7 WindSeeG wird vorgeschrieben, dass ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung nur befristet erteilt wird, nämlich auf Grundlage der Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie. Laut § 24 WindSeeG kann die bezuschlagte Fläche nach Auslaufen der Vergütung erneut ausgeschrieben werden. Nach § 66 kann von der Rückbaupflicht gemäß § 58 abgewichen werden; stattdessen kann der Betreiber des OWP verpflichtet werden, die Windenergieanlagen und die dazugehörigen Einrichtungen sowie bestimmte Betriebsdaten herauszugeben.

Nach dem WindSeeG soll in Zukunft die Betriebszulassung für Offshore-Windparks nach 20 Jahren auslaufen. Dabei sind die Windenergieanlagen schon heute für 25 Jahre zertifiziert, zukünftig wohl für noch längere Zeiträume. Diese willkürliche Beschränkung wird sich bei Ausschreibungen in den Geboten niederschlagen und logischerweise die Kilowattstunde teurer machen. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die technische Entwicklung eher noch längere Lebensdauern der Komponenten erwarten lässt, sollten auch die Plangenehmigung bzw. der Planfeststellungsbeschluss für 25 bis 30 Jahre erteilt werden.

Kompensation für eingezogene Flächen/Projekte – tatsächliche Entschädigung statt vage Aussichten auf späte Projektrealisierung

Mehr als bedenklich erscheinen die Pläne zur Überführung von bestehenden Projekten in das neue System ohne finanzielle Kompensation. Für zweistellige Millionenbeträge für Vorinvestitionen wird so möglicherweise kein Euro Entschädigung gezahlt. Mit § 39 ff. WindSeeG wird dem ehemaligen Genehmigungsinhaber lediglich das Recht eingeräumt, nach Ende der Ausschreibung jener Fläche, die seine ehemalige Fläche umfasst, das Projekt zum Zuschlagspreis selbst zu realisieren.

Aus Sicht des BEE stellt dieses Modell keine angemessene Berücksichtigung der erbrachten Vorleistungen zur Entwicklung der erörterten bzw. genehmigten Projekte dar. Vielmehr halten wir daran fest, dass zum Zeitpunkt der Aufgabe des Eigentums an den Projektunterlagen eine Entschädigung in Geld zu zahlen ist. In den vergangenen fünfzehn Jahren wurde ein effektives Anreizsystem geschaffen, auf Grund dessen die in Rede stehenden Anträge gestellt wurden. Die Projektentwickler wurden politisch gedrängt und von einem bestimmten Entwicklungsstadium an auch rechtlich verpflichtet, bestimmte Investitionen vorzunehmen, um ihre Projekte realisieren zu können; diese Realisierung war erwünscht.

2.5. Photovoltaik

Der BEE verweist grundsätzlich auf die Stellungnahmen des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW).

Nach Angaben der BNetzA liegen die Ausbautzahlen bei der Photovoltaik in Folge weitreichender Fördereinschnitte (EEG 2012) und der EEG-Umlage auf solaren Eigenverbrauch (2014) seit zwei Jahren deutlich unter den bereits niedrigen Ausbauzielen der Bundesregierung. In den letzten zwei Jahren wurde selbst das bescheidene Photovoltaik-Ausbauziel der Bundesregierung in Höhe von jährlich 2,5 GW klar verfehlt. Die PV-Nachfrage von nur 1,9 GW in 2014 und 1,4 GW in 2015 dürfte im laufenden Jahr mit hoher Wahrscheinlichkeit weiter einbrechen. Damit droht nach einer beispiellosen Konsolidierungsphase nun ein Verlust der internationalen Wettbewerbsfähigkeit bei einer der wichtigsten Zukunftsbranchen. Gleichzeitig sind sich Experten einig, dass vor dem Hintergrund massiver Kostensenkungen in den letzten Jahren auch ein deutlich stärkerer PV-Zubau kein Kostentreiber mehr wäre.

Um weiteren Schaden von der Branche fern zu halten, ist ein grundsätzlicher Systemwechsel hin zu Ausschreibungen bei der Förderung von Photovoltaik-Anlagen an oder auf Gebäuden unbedingt zu vermeiden. Anders als bei großen ebenerdigen Solarparks (vgl. Pilotausschreibung) sind Auktionsmechanismen bei der Gebäudephotovoltaik aufgrund deutlich risikoscheuerer, komplexerer, heterogenerer und kleinteiligerer Planungs-, Investoren- und Finanzierungsstrukturen nach übereinstimmenden Aussagen von Energie- und Finanzexperten zum Scheitern verurteilt.

Anders verhält es sich im Marktsegment ebenerdiger Solarparks. Hier bestünde durchaus eine Chance, mittels größerer Ausschreibungsvolumina auch zu besseren Zubauzahlen zu gelangen. Zur Absicherung der Ausbauziele könnte das Auktionsvolumen ebenerdig errichteter Solarparks gegenüber dem Gesetzesentwurf auf **1.000 MW** pro Jahr verdoppelt werden, wenn gleichzeitig Standort-Einschränkungen gelockert werden.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BEE die Entscheidung, die Spielräume der EU-Beihilfeleitlinien zu nutzen und den Fördermechanismus von Photovoltaik-Dachanlagen unterhalb von einem Megawatt über den atmenden Degressionsmechanismus zu regeln. Jede

Absenkung der Grenze führt dazu, dass noch weniger Solarstromanlagen auf Gebäuden errichtet werden, innovative Direktversorgungslösungen ausgeschlossen und die Akteursvielfalt massiv zurückgedrängt würde. Ebenso würde das Wachstum des noch jungen Speichermarktes abrupt ausgebremst werden.

Um die Nachfrage von Solarstromanlagen zeitnah zumindest auf eine politische Zielgröße von 2,5 GW im Jahr zurückzuführen, sollte die EEG-Umlage für solare Eigen- bzw. Direktversorgung auch für PV-Systeme oberhalb von 10 Kilowatt Peak (kWp) abgeschafft bzw. deutlich verringert werden. Darüber hinaus ist der EEG-Degressionsmechanismus dahingehend zu reparieren, dass eine Unter- und Überförderung gleichermaßen verhindert wird (vgl. zu diesem und weiteren Punkten die Stellungnahme des BSW).

Die Erneuerbare-Energien-Branche sieht, dass die systemdienliche Einbindung von Speichern in den Betrieb von Eigenverbrauchsanlagen massiv zur lokalen und regionalen Stabilisierung des Stromnetzes beitragen kann. Zudem können über diese Systeme Erzeugungsspitzen sowohl bei der Windenergie als auch bei der Photovoltaik abgefangen werden, was nicht zuletzt die Kosten für den Netzausbau (insbesondere Verteilnetze) sowie beim Einspeisemanagement reduzieren kann. Die Einbindung in die Regelenergie dient darüber hinaus sowohl zur Absenkung der Regelenergiekosten als auch zur Minimierung der verbleibenden konventionellen Must-Run-Kapazitäten.

Hinsichtlich der Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten sollte eine stärkere Öffnung, Integration und Angleichung nationaler Fördersysteme nicht zu einem Automatismus führen darf, wonach vergütete Solaranlagen mittelfristig nur noch in südeuropäischen Ländern mit höheren Vollaststunden installiert, aber von hiesigen Stromkunden bezahlt werden. Mit der vorgesehenen Öffnung nationaler Ausschreibungen werden die Komplexität des Fördersystems und der Aufwand für eine Beteiligung am Ausbau Erneuerbaren Energien erneut deutlich zunehmen. Damit dürfte vor allem vielen kleineren Projektierern der Marktzugang weiter erheblich erschwert werden.

Die ab 2017 geltenden Regeln, wonach fünf Prozent der jährlich neu zu installierenden Erneuerbaren-Leistung für andere Länder geöffnet werden, sollte so umgesetzt werden, dass die Quote für jede Erneuerbare-Energien-Technologie separat erfüllt werden muss (PV, Windkraft, Biomasse). Die fünf Prozent Regelung sollte keinesfalls durch eine „bilanzielle“, also großzügige (mehr als fünfprozentige) Öffnung für eine Technologie und Verzicht auf die Öffnung bei anderen Technologien erreicht werden. Der BEE verweist an dieser Stelle auf die Stellungnahme des BSW zu dem Eckpunktepapier des BMWi „*Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen*“.

Der BEE weist darauf hin, dass die Ausschreibungsmengen zueinander passen müssen, d.h. dass Deutschland nur in dem Kapazitätsumfang für andere Länder öffnen muss, in dem andere Länder auch für Deutschland öffnen. D.h. wenn Dänemark z.B. 3 MW in Deutschland ausschreibt, sollte Deutschland auch nur 3 MW in Dänemark ausschreiben. Ansonsten wäre eine starke Verzerrung zu Lasten der hiesigen Unternehmen und Stromkunden gegeben, wenn Deutschland z.B. ein Volumen von 50 MW öffnen würde. In dem Umfang, in dem sich die anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ebenfalls an einer Öffnung beteiligen, werden sich die Gesamtsummen dann anpassen.

2.6. Biomasse

Der BEE verweist grundsätzlich auf die gemeinsame Stellungnahme des Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE), des Deutschen Bauernverbands e.V. (DBV), des Fachverband Biogas e.V. (FvB) und des Fachverband Holzenergie (FVH).

Ziel des Ausschreibungsverfahrens bei der Biomasse

Wie oben beschrieben muss bei der EEG-Reform hinsichtlich der Bioenergie vor allem das Ziel verfolgt werden, die Stromerzeugung aus Biomasse durch verbesserte Finanzierungsbedingungen für Neuanlagen sowie eine realistische Anschlussfinanzierung für Bestandsanlagen mittelfristig zu stabilisieren und moderat auszubauen. Daneben sollte die technische und wirtschaftliche Optimierung des Anlagenparks genutzt werden, insbesondere zur umfassenden Flexibilisierung von Biogasanlagen sowie zu einer Steigerung der Wärmeauskopplung.

Nach Ansicht des BEE wären administrativ festgelegte Vergütungssätze der beste Weg, dieses Ziel zu erreichen. Da sich die Bundesregierung bereits auf ein Ausschreibungsverfahren festgelegt hat, muss dies in einem adäquat ausgestalteten Ausschreibungsverfahren umgesetzt werden. Der BEE begrüßt deshalb, dass der Referentenentwurf auch Bestandsanlagen zu den Ausschreibungsverfahren zulässt. Aufgrund des akuten Bedarfs, bestehenden Anlagen eine Perspektive für die Zeit nach Ablauf ihres Vergütungszeitraums zu ermöglichen, müssen diese Regelungen jedoch nicht in einer nachgelagerten Verordnung, sondern wie bei den anderen Technologien direkt im EEG eingeführt werden.

Ausbaupfad

Um das Ziel, die Stromerzeugung aus Biomasse zu stabilisieren sowie moderat auszubauen, ist das Zubauziel im EEG von 100 MW installierter Leistung (brutto) auf **100 MW** installierter Leistung (**netto**) umzustellen.

Akteursvielfalt: Fairer Wettbewerb und Ausnahmeregeln

Wie oben beschrieben sind zur Wahrung der Akteursvielfalt bei der Bioenergie zum eine Regelungen zu schaffen, die einen fairen Wettbewerb zwischen Anlagen mit hoher und Anlagen mit niedriger Leistung ermöglichen (analog zum Referenzertragsmodell bei der Windenergie an Land). An dieser Stelle sollte im weiteren Gesetzgebungsverfahren nachgebessert werden. Darüber hinaus sind Ausnahmeregelungen notwendig, insbesondere für Güllekleinanlagen, Bioabfallvergärungsanlagen, besonderes systemdienliche Biogas-Bestandsanlagen sowie Anlagen mit sehr niedriger Leistung. Der BEE begrüßt, dass die Sondervergütungsklassen für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen beibehalten werden sollen.

Für die weitere Ausgestaltung der Regelungen für einen fairen Wettbewerb sowie der Ausnahmeregelungen verweist der BEE auf die gemeinsame Stellungnahme von BBE, DBV, FvB und FVH.

Anschlussregelungen für Altholzwerkwerke

Zu diesem Zweck ist es unerlässlich, dass sie bei einem Wechsel in einen zweiten Vergütungszeitraum ihre bisherigen Einsatzstoffe weiter einsetzen dürfen. Im Referentenentwurf ist dies

nicht gegeben. Altholz wurde 2012 aus der Biomasseverordnung (BiomasseV) gestrichen und ist seit dem in Neuanlagen nicht mehr vergütungsfähig. In § 39c Ref.-Entwurf EEG 2016 wird Bestandsanlagen, die in einen zweiten Vergütungszeitraum wechseln, ein neues Inbetriebnahmedatum zugewiesen. Damit würde für sie auch die aktuelle Biomasseverordnung gelten. Um Altholzanlagen weiterbetreiben zu können, ist in § 39a Abs. 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 ein zwingender Verweis auf die jeweilige BiomasseV zum Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme aufzunehmen.

Ein solcher Verweis ist nicht neu und wurde bereits 2013 im Rahmen der „Zweiten Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung“ vorgenommen. Dadurch wird den Altholzkraftwerken ermöglicht, auch bei einer sog. „Neuinbetriebnahme“ der Anlage diejenigen Stoffströme einzusetzen (und nur diese), für die sie letztendlich genehmigt worden sind. Eine neuerliche Novellierung der Biomasseverordnung kann so vermieden werden.

Ferner ist Altholz aus § 28 Abs. 1 Ref.-Entwurf EEG 2016 (Anlage 2) und mithin aus der Windformel als stillzulegendes Stromerzeugungspotenzial aus Biomasseanlagen zu streichen.

2.7. Wasserkraft

Der BEE verweist auf die Stellungnahme des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke (BDW).

3. § 15 Ref.-Entwurf EEG 2016: Härtefallregelung

Der BEE begrüßt, dass § 15 unberührt bleibt und verweist auf die BEE-Stellungnahme zum Strommarktgesetz vom 14. März 2016. In ihren Stellungnahmen zum Grün- und Weißbuch haben die vier Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls verdeutlicht, dass zur Gewährleistung der Systemsicherheit die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend erforderlich ist.

4. § 19 Abs. 2 Nr. 2 Ref.-Entwurf EEG 2016: Stromsteuerbefreiung

Das EEG soll die Investition in Erneuerbare-Energien-Anlagen selbst finanzieren, während die Stromsteuerbefreiung gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 des Stromsteuergesetzes (StromStG) nach dem Willen des Gesetzgebers ein Instrument zur Stärkung der dezentralen Energieversorgung sein soll (vgl. Einzelbegründung zu § 9 StromStG, BT-Drs. 14/1524, S. 1). Mithin richtet sich die EEG-Vergütung auf die Investition bzw. Produktion und die Stromsteuerbefreiung auf die Belieferung von Strom unter besonderen Umständen. Sofern das BMWi die Ansicht vertritt, diese beiden gesetzlichen Regelungen dürften aus europarechtlichen Gründen nicht kumulativ vorliegen, verstehen wir nicht, warum dies nicht ebenfalls für fossil erzeugten KWK-Strom gelten soll. Insoweit erkennen wir in der vom BMWi vorgeschlagenen Regelung lediglich eine Steuererhöhung zu Lasten von EEG-Anlagen und nicht eine Anpassung an höherrangiges EU-Recht.

Der BEE setzt sich daher für die Streichung von § 19 Abs. 2 Nr. 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 sowie dessen Parallelvorschrift in § 9 des Strommarktgesetzentwurfs (§ 9 Abs. 1a StromStG) ein.

Sollte das BMWi dennoch an der Regelung festhalten, sollte aus Gründen des Vertrauensschutzes eine Übergangsfrist eingeräumt werden. Denn die in naher Zukunft ans Netz gehenden Erneuerbare-Energien-Anlagen wurden auf der Grundlage und im Vertrauen auf ein gesetzeskonformes und dauerhaftes Nebeneinander von EEG-Vergütung und Stromsteuerbefreiung geplant und projiziert. So wurden, gerade auch vor dem Hintergrund der zusätzlichen Anforderung des EEG 2014 seit dessen Inkrafttreten, erhebliche Investitionen in Erneuerbare-Energien-

Anlagen getätigt (etwa in Fernsteuertechnik zum Erhalt der Marktprämie). Insofern kann die hier vorgeschlagene – und abzulehnende – Regelung nur für zukünftige Anlagen gelten. Dies entspräche im Übrigen auch der Rechtsauffassung der EU-Kommission, die eine Anpassung von Förderhöhen wegen Überkompensation nur für zukünftige Beihilfeempfänger fordert.

Lösungsvorschlag: § 19 Abs. 2 Nr. 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 streichen.

5. § 20 Abs. 3 Ref.-Entwurf EEG 2016: Marktprämie

Im vorgeschlagenen Abs. 3 wird mit Verweis auf das derzeit noch nicht abschließend diskutierte Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende/Messstellenbetriebsgesetz auf die Anlagensteuerung allein über die Messgeräte (Smart Meter) bzw. der dort installierten Gateways abgestellt. Hierbei ergeben sich erhebliche Unsicherheiten für den laufenden Betrieb des Anlagenbestandes über alle Erzeugungsarten hinweg, da demnach KEINE alternativen Techniken mehr Anwendung finden dürften, obwohl diese über ein dem BSI-Schutzprofil vergleichbaren Sicherheitsniveau verfügen. Die erst vor kurzem mit der verpflichteten Direktvermarktung eingeführten und umgesetzten Fernsteuerbarkeitslösungen trotz Übergangslösungen nicht mehr verwendet werden wenn einer der Datenzugangsberechtigten den Einbau der Gateways veranlasst. Auch die Kommunikationsanbindung der bisherigen technischen Einrichtung zu Reduzierung der Einspeiseleistung über den Netzbetreiber wäre nach dem Wortlaut des Referentenentwurfes dann nicht mehr möglich. Darüber hinaus würde Erneuerbaren Energieanlagen der Weg zum Regelenergiemarkt verwehrt sein, da die technischen Anforderungen dazu separate abgesicherte Übertragungstechniken verlangen.

Die hier vorgeschlagene Formulierung benennt daher klar die notwendigen Eigenschaften, die eine Übertragungstechnik leisten muss, um wie bisher einen sicheren mit Direktvermarktern und Netzbetreibern verzahnten Anlagenbetrieb Erneuerbarer Energieanlagen zu gewährleisten. Mit den Satz „oder über eine dem BSI-Standard vergleichbaren Technik erfolgen.“ soll weiter die Möglichkeit offen gehalten werden, bisherige Übertragungstechnik zu verwenden, wenn sie die grundlegenden Sicherheitsanforderungen des BSI erfüllen.

Formulierungsvorschlag:

„(3) Die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 2 muss bei folgenden Anlagen über ein intelligentes Messsystem erfolgen, ~~wenn mit dem intelligenten Messsystem kompatible und sichere Fernsteuerungstechnik am Markt vorhanden und deren Einbau wirtschaftlich vertretbar~~ 1. bei Anlagen, bei denen nach § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes ~~intelligente Messsysteme einzubauen sind, bis spätestens fünf Jahre nach dem Zeitpunkt, ab dem die Ausstattung der Anlage mit einem intelligenten Messsystem nach § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes technisch möglich und nach § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes wirtschaftlich vertretbar ist, und~~ 2. bei Anlagen, bei denen ~~bereits bei Inbetriebnahme ein intelligentes Messsystem eingebaut ist, wenn Gateways am Markt vorhanden sind, welche~~

- a) mit den Anlagen kompatibel sind,*
- b) einen sicheren Betrieb, insbesondere die Fernsteuerung im Rahmen von Wartung und Betriebsführung ermöglichen,*
- c) für die Vermarktung notwendigen Funktionalitäten, insbesondere der für die Fernsteuerbarkeit notwendigen Signallaufzeiten sichergestellt sind und*
- d) deren Einbau wirtschaftlich vertretbar ist oder*

e) über eine dem BSI-Standard vergleichbaren Technik erfolgen.

Alternativ zum intelligenten Messsystem darf Technik eingesetzt werden, die über ein mit dem BSI-Standard vergleichbares Sicherheitsniveau verfügt. Bei anderen Anlagen sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen.“

6. § 25 Ref.-Entwurf EEG 2016: Beginn, Dauer und Beendigung des Anspruchs

Der BEE spricht sich für die Beibehaltung der noch im EEG 2014 geltenden Regelung – 20 Jahre plus Jahr der Inbetriebnahme – aus

7. § 27a Ref.-Entwurf EEG 2016: Zahlungsanspruch und Eigenversorgung

Für den Fall, dass der anzulegende Wert durch Ausschreibungen bestimmt worden ist, bestimmt § 27a Ref.-Entwurf EEG 2016, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom in das Netz einzuspeisen ist. Diese Restriktion lässt die verschiedenen Spezifika der unterschiedlichen Technologien außer Acht. Es wird daher auf die Stellungnahmen der Verbände verwiesen.

8. § 51 Ref.-Entwurf EEG 2016 (vormals § 24 EEG 2014): Nichtvergütung bei negativen Preisen

Der BEE begrüßt, die bereits im Gesetzentwurf des Strommarktgesetzes vorgesehene Verknüpfung von Day-Ahead- und Intraday-Markt. Dies bewirkt nach Einschätzung des BEE ein selteneres Auftreten von § 24 EEG 2014/§ 51 Ref.-Entwurf EEG 2016-Fällen. Es macht das Problem aber nicht beherrschbar und stellt die Betreiber aufgrund schwer prognostizierbarer Erlöseinbußen auch weiterhin vor wirtschaftliche Schwierigkeiten und erhöhte Finanzierungskosten. Daher ist es weiterhin zwingend notwendig, die Regelung und ihre Auswirkungen auf die Anlagenbetreiber sowie den Strommarkt ausführlich mit allen beteiligten Akteuren zu erörtern.

In der Energiewirtschaft herrscht Konsens, dass der Paragraph im besten Fall abgeschafft oder man wenigstens eine energiewirtschaftlich sinnvolle Änderung erzielen sollte. Es kann nicht im allgemeinen Interesse sein, dass unflexible fossile Kraftwerke einspeisen, während saubere Technologien (nahezu ohne Grenzkosten) abgeregelt werden. Negative Preise sind bisher nicht durch ein Überangebot an erneuerbarem Strom, sondern hauptsächlich durch einen Mangel an Flexibilitätsoptionen und gleichzeitigen zum Teil nicht systemrelevanten konventionellen Erzeugungskapazitäten im Strommarkt begründet. Gleichzeitig stellen negative Preise auch ein wichtiges Marktpreissignal und einen sinnvollen Flexibilitätsanreiz dar. Negative Preise zu verhindern sollte daher nicht per se das Ziel sein.

Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt zudem bereits einen Anreiz bedarfsgerechter Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen dar. Diese Regelung wirkt: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung werden bei moderat negativen Strompreisen abgeschaltet. Das hat auch das BMWi erkannt und weist in seinem Weißbuch explizit darauf hin (S. 87). Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt daher bereits eine sinnvolle Umsetzung der

Randnummer 124 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission Ausnahmen dar.

Bis zur EU-rechtlich abgesicherten Abschaffung des § 24 EEG 2014 sollte die aktuelle Regelung durch eine energiewirtschaftlich sinnvolle und diskriminierungsfreie Regelung für die Anreizung von Flexibilitäten unter Beachtung des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren ersetzt werden. Die Maßnahmen aus dem Weißbuch zur Flexibilisierung des Strommarktes müssen zeitnah umgesetzt werden und über die Ansätze des Referentenentwurfs zum Strommarktgesetz hinausgehen.

Grundsätzlich sollte es das Ziel sein, unflexible fossile Kraftwerke mit hohen Grenzkosten frühzeitig aus dem Netz zu nehmen, um eine Abregelung sauberer Erneuerbarer Energien ohne Grenzkosten zu vermeiden. In Situationen mit niedriger Nachfrage und einer hohen Produktion aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sollten die nicht benötigten Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten die Produktion einstellen. Dafür bedarf es neuer Maßnahmen, die zu entsprechenden Preissignalen führen. Fluktuierende Einspeiser müssen nichtsdestoweniger einkalkulieren, dass es künftig Zeiten geben kann, an denen ihr Strom keinen Verkaufspreis an der Börse erzielt. Dies sollte im Sinne des Einspeisevorrangs aber erst der Fall sein, wenn alle Möglichkeiten zur Flexibilisierung erschöpft sind und ausschließlich nur noch echte „Must Run“-Kapazitäten im Markt sind. Konkrete Vorschläge zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen sind in der Studie „Strommarkt-Flexibilität – Hemmnisse und Lösungskonzepte“³ des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik sowie Energy Brainpool im Auftrag des BEE in Kooperation mit dem BWE dargelegt.

Der BEE begrüßt, dass im Referentenentwurf der Marktwirklichkeit Rechnung getragen wird. Diese beinhaltet, dass im Intraday-Markt Korrekturen vorgenommen werden. Diese Korrekturen führen auch dazu, dass Preise, die sich noch im Day-Ahead-Markt im negativen Bereich aufhielten, sich z.B. aufgrund verringerter Erzeugungsprognosen oder höherer Nachfrage in den positiven Bereich bewegen.

Die rückwirkende Anwendung von dem neuen § 24/ § 51 auf Anlagen, die ab Anfang 2016 in Betrieb gehen, ist richtig und notwendig, um sicherzustellen, dass die gegenwärtige Regelung bei keiner Anlage Anwendung findet, auch wenn sie noch vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen werden. Eine unterschiedliche Regelanwendung hätte neben Benachteiligungen von Anlagen, die in der Übergangszeit in Betrieb genommen werden, auch Verzerrungen auf dem Strommarkt zur Folge.

Darüber hinaus schlägt der BEE für die Aufnahme in den Gesetzentwurf des Strommarktgesetzes vor:

- dass sämtliche Börsenpreise, die den deutschen Spot-Strommarkt abbilden, bei der Berechnung der negativen Strompreise bewertet werden. Dazu gehören neben E-EX/EPEX vor allem die Börsen Nord-Pool-Spot und EXAA. Strompreise sollten nur dann als negativ gelten, wenn sie in mindestens zwei der drei Börsen negativ sind. Ein transparentes Verfahren zur Bildung eines aussagekräftigen und referenzierbaren Strompreises berücksichtigt aus unserer Sicht gleichermaßen Day-Ahead- und Intraday-Preise der genannten Börsen.

³ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)/ Energy Brainpool (2015): „Strommarkt-Flexibilität – Hemmnisse und Lösungskonzepte“, abrufbar unter http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20150216BEE_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf

- dass der Börsenrealität Rechnung getragen wird, wonach in Day-Ahead-Märkten jeweils einzelne Tage gehandelt werden. Folglich sollten nur die negativen Strompreise innerhalb eines Börsentages betrachtet werden. Stunden negativer Strompreise, die über die Tagesgrenze hinausgehen, würden nur für den jeweiligen Tag betrachtet werden.
- dass die Anlagenzusammenfassung geändert werden sollte. Mit Bezug auf die beihilferechtlichen Vorgaben der EU-Kommission bestehen für den deutschen Gesetzgeber Auslegungsspielräume zum Begriff der Anlagenzusammenfassung. Während der § 51 Abs. 3 Nr. 1 Ref.-Entwurf EEG 2016 lediglich Ausnahmen für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW umfasst, sehen die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission Ausnahmen für „3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“ vor (vgl. Randnummer 125). Durch die Ergänzung des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“ im § 51 Abs. 3 Satz 1 bestünde für den deutschen Markt ein notwendiger Freiraum bei der Anlagenzusammenfassung. Eine optimale Anlagenkonfiguration wird zudem entsprechend der örtlichen Windverhältnisse vorgenommen. Die Reduzierung der Anlagengröße im Rahmen von Ausnahmeregelungen folgt jedoch einer preispolitischen Überlegung. Eine Begrenzung auf 3 MW ist daher im Sinne einer ertragreichen Windausbeute und zur Vermeidung wettbewerblicher Verzerrungen zu hinterfragen. Die Anlagenzusammenfassung erfolgt nach §§ 51 Abs. 3 Nr. 1 nun begrüßenswerterweise für Windenergieanlagen nicht mehr „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“. Allerdings besteht diese Beschränkung nach § 51 Abs. 3 Nr. 2 i.V.m. § 24 Abs. 1 weiterhin für alle übrigen Anlagen außer Windkraftanlagen. Dies ist in den UEBLL aber gar nicht gefordert.

Darüber hinaus muss zeitnah über Kompensationszahlungen diskutiert werden, die dann entweder im Laufe des Verfahrens des Strommarktgesetzes oder bei der bevorstehenden EEG-Novelle aufgegriffen werden sollten.

9. § 61 Ref.-Entwurf EEG 2016: Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage (Speicher)

Die aktuelle Gesetzeslage führt zu einer Doppelbelastung von bestimmten Energiespeichern (derzeit ist nur gespeicherter Solarstrom aus Photovoltaikanlagen mit einer Leistung < 10kWp von der EEG-Umlage befreit) und verhindert somit deren notwendigen Ausbau. Mit dem EEG 2014 wurde die Eigenversorgung aus Photovoltaikanlagen < 10kWp anteilig mit der EEG-Umlage belastet. Dadurch kann die EEG-Umlage u.a. in Abhängigkeit von der Betreiberkonstellation und Betriebsweise sowohl bei der Zwischenspeicherung des Stroms als auch beim Verbrauch des Stroms nach der Zwischenspeicherung anfallen. Grund hierfür ist der gültige Rechtsrahmen, der Speicher sowohl als Letztverbraucher als auch als Erzeugungsanlage behandelt.

Der BEE begrüßt die mit dem vorliegenden Referentenentwurf geplante Einführung des § 61a, womit die bestehende Doppelbelastung auch bei dezentralen Speicherkonzepten abgeschafft würde. Der Entwurf sieht vor, dass Strom im Rahmen der Einspeicherung nicht mit der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage belastet werden soll – und zwar auch dann, wenn der Strom nicht vollständig zurück ins Stromnetz gespeist wird. Für größere Speicher bedeutet die geplante Regelung eine wichtige Entlastung. Darüber hinaus müssen Photovoltaikanlagen und Solarspeicher mit einer Leistung < 10 kWp weiterhin von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen bleiben. Ebenso wenig sollte das EEG 2016 innovative Speicherlösungen und neue Geschäftsmodelle, wie z.B. der Speicherung aus kombiniertem Photovoltaik- und Netzstrombezug, durch die EEG-Umlage belasten. Auch die vorgebrachten Missbrauchsbedürfnisse – gerade bei der

Speicherung von Graustrom aus dem Netz – ist unbegründet, weil die verschiedenen Strombezüge bereits heute messtechnisch erfassbar und voneinander trennbar sind.

Die weiterhin geltende Befreiung auch kleiner Speicher von der EEG-Umlage sollte sich zudem auch unmissverständlich im Wortlaut von § 61a und seiner Begründung widerspiegeln. Nach sachlicher Einschätzung der erneuerbaren Verbände ist dies derzeit nicht der Fall. Um Interpretationsspielräume zu vermeiden und die notwendige Investitionssicherheit zu gewährleisten, schlägt der BEE die folgenden Formulierungen als Ergänzung des § 61a Absatz 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 vor (Änderungen unterstrichen):

Lösungsvorschlag: „(1) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage,

1. wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Einspeisung von Strom in das Netz entnommen wird oder
2. wenn für den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird, die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird, soweit der entnommene Strom nicht nach § 61 Absatz 2 oder 3 von der Zahlung der EEG-Umlage befreit ist.

Darüber hinaus steht für den BEE außer Frage, dass ein zeitnaher Abbau der bestehenden Markthemmnisse für Energiespeicher erfolgen muss. Eine sinnvolle energiewirtschaftliche Speicherdefinition ist daher dringend geboten. Insbesondere die undifferenzierte Einstufung von Speichern als „Letztverbraucher“ durch die BNetzA im Jahr 2008 sowie deren im Rahmen der EnWG-Novelle 2009 erfolgte Bestätigung durch den Gesetzgeber haben dazu geführt, dass Energiespeicher in Bezug auf Netzentgelten und Abgaben heute mit „Letztverbrauchern“ gleichgestellt sind. Diese Kategorisierung wird jedoch der tatsächlichen Funktion eines Speichers (Energieaufnahme, Speicherung, zeitlich verzögerte Ausspeisung) nicht gerecht.

Lösungsvorschlag für eine Begriffsdefinition: „Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung gilt nicht als Letztverbrauch.“

10. § 80 Ref.-Entwurf EEG 2016: Doppelvermarktungsverbot

Nach § 80 Abs. 1 Satz 4 ist die Vermarktung als Regelenergie im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen. Die Bereitstellung von Regelenergie ist eine Systemdienstleistung, die zunehmend auch durch Erneuerbare Energien-Anlagen bereitgestellt werden kann.

Wir begrüßen die Klarstellung, dass Regelenergie nicht gegen das Doppelvermarktungsgebot verstößt. Ähnliches gilt auch für die Blindleistung. Zudem sollte § 80 wie unten vorgeschlagen ergänzt werden. Betreiber von Windkraftanlagen haben zusätzliche Investitionskosten, wenn ihre Anlagen in der Lage sein sollen, zusätzlich zur Wirkleistung auch Blindleistung mit dem Netz auszutauschen. Ferner führt der tatsächliche Austausch von Blindleistung mit dem Netz zu erhöhten Strömen, was physikalisch bedingt höhere Verluste und damit höhere Betriebskosten nach sich zieht. Es besteht die grundsätzliche Bereitschaft, zukünftig weitere Fähigkeiten zur Verfügung zu stellen, wenn dies finanziell kompensiert wird. Daher sollte sichergestellt werden, dass eine zukünftig denkbare Vergütung von Blindenergie nicht durch das Doppelvermarktungsgebot ausgeschlossen wird.

Lösungsvorschlag: § 80 Abs. 1 Satz 4 könnte wie folgt ergänzt werden: „[...] als Regel- und Blindenergie ist im“.

11. § 100 Ref.-Entwurf EEG 2016: Übergangsvorschriften

Abs.1

- Nr. 1: Die Übergangregelung ist ersichtlich unvollständig, ergänzt werden müssen **§§ 21 und 27a sowie die Anlage 3**.
- S. 5: Es ist nicht ersichtlich, warum § 46 Abs. 3 auch auf Anlagen anzuwenden ist, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden. Er passt auch systematisch nicht. Die Frist nach § 46 Abs. 2 ist auf diese Anlagen gar nicht anwendbar. Zudem droht durch die Verweisung auf § 36 g Abs. 2 bis 4 nach 10 Jahren eine Rückzahlungspflicht, die nicht bei der Finanzierung bekannt war. Dies ist ein direkter Eingriff in den Investitions- und Vertrauensschutz.

Lösungsvorschlag: „Für Strom aus Anlagen, [...] statt der §§ 22, 22a, 25, 27a, 52 Abs. 2 Nr. 3, 53a bis 55a sowie Anlage 3 anzuwenden sowie Streichung von S. 5 „§ 46 Abs.3.“

Abs. 2 (neu)

- Nr. 11: Es ist nicht ersichtlich, warum die Dauer des Anspruchs auf Zahlung nur für Anlagen vor dem 1. Januar 2012 gelten soll. Hier müsste der 1. Januar 2017 eingesetzt werden und eine entsprechende Übergangsbestimmung in Abs. 1 aufgenommen werden, s.o.

Lösungsvorschlag: Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen werden...

12. Investitions-, Vertrauens- und Rechtsschutz im EEG

12.1. Pönalen

Existenzielles Risiko: Pönale Meldepflichten zum Anlagenregister

Ein Verstoß gegen die Meldepflichten zum Anlagenregister wird mit dem Entfall des Vergütungsanspruchs derart erheblich sanktioniert, dass ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nachhaltig gefährdet ist und sich mit bis zu jahrelangen Rückzahlungsforderungen existenzbedrohend auswirkt. Diese Sanktion steht zu den Zielen, die der Gesetzgeber mit den Meldeverpflichtungen zum Anlagenregister verfolgt, außer Verhältnis.

Sowohl die Regelungen des § 25 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 2 EEG 2014, die den Vergütungsentfall festschreiben, als auch die Vergütungsreduzierung festschreibenden Regelungen des § 52 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 2, Abs. 3 Nr. 1, 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 sind in ihren Rechtsfolgen unangemessen und bedürfen der gesetzlichen Änderung.

Im EEG 2014 ist geregelt, dass sich für Anlagenbetreiber, die ihren Registrierungspflichten nicht nachkommen, der anzulegende Wert nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 auf Null verringert. Wird der Strom, wie im Regelfall, unter Inanspruchnahme der Marktprämie veräußert, entfällt damit de facto der komplette Vergütungsanspruch, da die Marktprämie die Differenz aus anzulegendem Wert und Monatsmarktwert darstellt.

Die Registrierungspflichten und die Sanktionsfolgen des § 25 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, 2 EEG 2014 stehen nicht im Einklang mit dem Verfassungsrecht.

Die Registrierungspflichten genügen nicht den Anforderungen des Bestimmtheitsgrundsatzes: Eine Norm muss diesem Grundsatz folgend in ihren Voraussetzungen und ihrer Rechtsfolge so

formuliert sein, dass die von der Norm Betroffenen die Rechtslage erkennen und ihr Verhalten darauf einrichten können. Selbst unter Juristen ist jedoch höchst umstritten und ungeklärt, welche Tatbestände Betreiber von Neuanlagen und Bestandsanlagen melden müssen, damit die Sanktionsfolge nicht eintritt (Bsp.: Meldung von Genehmigungen). Beispielsweise ist es sowohl für Juristen als auch für Biogasanlagenbetreiber nicht hinreichend bestimmbar, wann eine, die Meldepflicht für Bestandsanlagen auslösende, „Inanspruchnahme“ der Flexibilitätsprämie vorliegt und wie sich eine solche Meldung zur Registrierung einer Erhöhung oder Verringerung der installierten Leistung von Bestandsanlagen verhält.

Darüber hinaus ist die Sanktionsfolge des § 25 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 2 EEG 2014 nicht als verhältnismäßig anzusehen. Staatliche Eingriffe sind nur zulässig, wenn sie geeignet, erforderlich und angemessen sind. Hinsichtlich der Erforderlichkeit ist einzuwenden, dass die Vergütungsverringerung auf Null nicht das mildeste und zugleich effektivste Mittel darstellt. Die Registrierung im Anlagenregister soll eine umfassende und zeitnahe Erfassung sämtlicher nach dem EEG geförderter Anlagen zur Erhöhung der Transparenz und Planungssicherheit bewirken sowie als Maßstab zur Bestimmung der Degressionssätze dienen. Die mit der Registrierung verfolgten Ziele können ebenso effektiv durch Ahndung in Form eines Bußgeldes oder durch Abänderung der Sanktion in eine Fälligkeitsregelung, die statt des Vergütungsentfalls die Vergütungsauszahlung von der Erfüllung der gesetzlichen Pflichten abhängig macht, erreicht werden. Überdies ist die Verringerung des Vergütungsanspruchs auf Null unangemessen. Die Intensität der Sanktion steht zu den Zielsetzungen des Gesetzgebers außer Verhältnis. Ein Vergütungsentfall nach § 25 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, 2 EEG 2014 gefährdet im erheblichen Maße den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb und hat existenzbedrohenden Charakter. Besondere Tragweite entfaltet die Intensität der Sanktion auch vor dem Hintergrund des vom BGH verneinten Anspruchs auf Wertersatz für eingespeisten Strom bei Verringerung des Vergütungsanspruchs auf Null und mit Blick auf die Akteurszusammensetzung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Nach § 25 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 2 EEG 2014 kommt es zudem nicht auf ein Verschulden des Anlagenbetreibers an. Angesichts der Unbestimmtheiten der Anlagenregisterverordnung und der Schwierigkeiten beim korrekten Ausfüllen und Absenden der von der BNetzA vorgegebenen Formularvorgaben ist dies als unzumutbar zu bewerten. Des Weiteren hat der Gesetzgeber keinerlei Bagatellgrenze vorgesehen. Schon ein geringwertiger Pflichtverstoß, beispielsweise die Nichtmeldung einer Telefonnummernänderung, löst die Sanktionierung des Anlagenbetreibers aus. Nicht zuletzt erscheint die Differenzierung zwischen den Registrierungspflichten nach § 25 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und § 25 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014 willkürlich.

In § 52 Abs. 3 Nr. 1, 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 ist begrüßenswerterweise nur noch eine Vergütungsverringerung um 20 Prozent vorgesehen. Auch diese Sanktion stellt sich nach den genannten Kriterien aber als unverhältnismäßig dar. Die Ziele, die der Gesetzgeber mit den Meldepflichten zum Anlagenregister verfolgt, können ebenso effektiv durch Anordnung eines Bußgeldes bzw. eine Fälligkeitsregelung erreicht werden. Darüber hinaus geht die Regelungssystematik fehl, die Registrierung zum Anlagenregister mit der Meldung nach § 71 Ref.-Entwurf EEG 2016 (§ 71 EEG 2014) zu verknüpfen. In Bezug auf § 71 Ref.-Entwurf EEG 2016 (§ 71 EEG 2014) hat sich die Rechtslage verschärft: Bei einem Pflichtverstoß gegen § 71 Ref.-Entwurf EEG 2016 (EEG 2014) wird bisher der Vergütungsanspruch nicht fällig (§ 19 Abs. 3 EEG 2014). Nach § 52 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 2 Ref.-Entwurf EEG 2016 verringert sich nunmehr aber der anzulegende Wert auf Null. Mit den Grundsätzen der Verhältnismäßigkeit ist diese Sanktion nicht vereinbar. Daneben stellen sich zahlreiche Anwendungsfragen: Die Sanktionsdifferenzierung knüpft beispielsweise an die Meldung nach § 71 Ref.-Entwurf EEG 2016 (§ 71 EEG 2014) an. Eine Konkretisierung in zeitlicher Hinsicht fehlt jedoch (Meldung zum 28. Februar des

jeweils laufenden Jahres für die Endabrechnung des Vorjahres oder Meldung zum 28. Februar des Folgejahres für die Endabrechnung des Vorjahres?).

Existenzielles Risiko: Pönale und Einspeisemanagement

Ein Verstoß gegen die technischen Anforderungen im Rahmen des Einspeisemanagements wird mit dem Entfall des Vergütungsanspruchs bei Bestandsanlagen und der Vergütungsverringerung auf den Monatsmarktwert für Neuanlagen derart erheblich sanktioniert, dass ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nachhaltig gefährdet ist und sich mit bis zu jahrelangen Rückzahlungsforderungen existenzbedrohend auswirkt. Diese Sanktionen stehen zu dem gesetzgeberisch verfolgten Ziel, die Netzstabilität sicherzustellen, außer Verhältnis.

Nach § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 müssen Betreiber ihre Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann.

Ein Verstoß gegen die Anforderungen des § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 hat bei Neuanlagen grundsätzlich zur Folge, dass sich der anzulegende Wert nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 auf den Monatsmarktwert verringert. Bei Inanspruchnahme der Marktprämie entfällt damit de facto der Vergütungsanspruch für Anlagenbetreiber, da die Marktprämie die Differenz aus anzulegenden Wert und Monatsmarktwert darstellt. Für Bestandsanlagen gilt aufgrund der Übergangsbestimmung des § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 die Regelung des § 6 Abs. 6 i. V. m. § 17 Abs. 1 EEG 2012: Danach verringert sich der Vergütungsanspruch auf Null, d. h. der Vergütungsanspruch entfällt gleichsam.

Unter Beibehaltung der Sanktionsfolge des § 9 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. §§ 9 Abs. 7, 25 Abs. 2 EEG 2014 bzw. § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 i. V. m. §§ 6 Abs. 6, 17 Abs. 1 EEG 2012 ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nicht mehr gewährleistet. Ein Vergütungsverlust hat für Anlagenbetreiber existenzbedrohenden Charakter und gefährdet letztlich die durch den Gesetzgeber gesteckten Ausbauziele.

Vor dem Hintergrund des verfassungsrechtlich gebotenen Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes ist die Sanktionsfolge des § 9 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. §§ 9 Abs. 7, 25 Abs. 2 EEG 2014 bzw. § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 i. V. m. §§ 6 Abs. 6, 17 Abs. 1 EEG 2012 nicht hinnehmbar. Wir plädieren deshalb dafür, die unverhältnismäßige Pönalisierung von Anlagenbetreibern im EEG 2016 gesetzgeberisch zu lösen.

Die Verringerung der EEG-Vergütung bzw. der Entfall der EEG-Vergütung stellt einen staatlichen Eingriff dar, der nur zulässig ist, wenn er – im Hinblick auf den mit ihm angestrebten Zweck oder Erfolg – geeignet, erforderlich und angemessen ist.

Hinsichtlich der Erforderlichkeit ist einzuwenden, dass die Vergütungsverringerung auf den Monatsmarktwert nicht das mildeste und zugleich – mit Blick auf die gesetzgeberischen Ziele – effektivste Mittel darstellt. Die Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit des Netzes kann ebenso effektiv durch mildere Mittel gewährleistet werden, indem ein Verstoß gegen die Anforderungen des § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 ordnungsrechtlich mit einem Bußgeld geahndet oder die Pflichterfüllung für Anlagenbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements als Fälligkeitsregelung ausgestaltet wird.

Darüber hinaus steht die Sanktionsfolge des § 9 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. §§ 9 Abs. 7, 25 Abs. 2 EEG 2014 bzw. § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 i. V. m. §§ 6 Abs. 6, 17 Abs. 1 EEG 2012 nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zur intendierten Netzstabilität. Der Gesetzgeber ordnet de facto den Vergütungsverlust an, gleichgültig ob ein Verstoß verschuldet ist oder nicht, wie

schwer der Verstoß wiegt und wie lange er anhält. Die Intensität der Sanktion ist nachhaltig wirtschaftlich schädlich und vernichtet zum Teil ganze Jahreserlöse. Ein einmaliger Verstoß kann sich so bereits existenzgefährdend auf den Anlagenbetrieb auswirken und beeinträchtigt den Ausbau Erneuerbarer Energien. Überdies ist die Sanktionsfolge verschuldensunabhängig ausgestaltet. Eine technische Einrichtung die stets fehlerfrei funktioniert, wie vom Gesetzgeber gefordert, gibt es jedoch nicht. Eine entsprechende Haftung bzw. die damit verbundenen Nachweis- und Beweispflichten sind Anlagenbetreibern schlichtweg unzumutbar. Schließlich hat der Gesetzgeber nicht berücksichtigt, dass kleine Anlagen, die § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 bereits erfasst, im Regelfall keine konkrete Gefahr für die Netzsicherheit begründen. Die fehlende Regelbarkeit von Anlagen unter 500 kW installierter Leistung wirkt sich grundsätzlich nicht gefährdend auf die Netzsicherheit aus.

12.2. § 7 Abs. 2 EEG 2014: Verlust an Rechtssicherheit und Rechtsklarheit: Aufhebung des Abweichungsverbotes

Nach dem in § 7 Abs. 2 EEG 2014 verankerten Abweichungsverbot darf grundsätzlich nicht zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG (durch Vertrag, Satzung etc.) abgewichen werden. Das Abweichungsverbot legt fest, dass es sich bei den Regelungen des EEG um die Obergrenze für Belastungen von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern handelt. Die Regelung schafft damit Rechtssicherheit und Rechtsklarheit, bewirkt die effiziente Durchsetzung des EEG und gewährleistet den Schutz von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern. Durch das Verbot der Abweichungen von den Bestimmungen des EEG zu Lasten der Netzbetreiber wird bewirkt, dass Dritte keinen höheren Belastungen z. B. im Rahmen des bundesweiten Belastungsausgleichs ausgesetzt werden. Eine Aufhebung des Abweichungsverbotes, wie im EEG Entwurf vorgesehen, zieht dagegen einen Verlust von Rechtssicherheit und Rechtsklarheit nach sich und weicht die gesetzlich festgeschriebenen Obergrenzen für Belastungen, insbesondere für Anlagenbetreiber, auf. Dies birgt nicht unerhebliche Risiken für den Anlagenbetrieb und stellt die im Allgemeinwohl gebotene Erreichung der Klimaschutzziele in Frage.

Entgegen der Begründung zum Referentenentwurf hat sich das Abweichungsverbot nicht inhaltlich überholt: Tatsächlich hat es nach wie vor große praktische Bedeutung und hat sich über Jahre bewährt. In der Vergangenheit verlangten Netzbetreiber oftmals vertragliche Regelungen, die zum Nachteil der Anlagenbetreiber von den Vorschriften des EEG abwichen. Durch das Abweichungsverbot konnte hier vermittelnd eine sowohl für Anlagenbetreiber als auch für Netzbetreiber handhabbare Lösung gefunden werden. Mit der Aufhebung des Abweichungsverbotes besteht die erhebliche Gefahr, dass Netzbetreiber ihre Marktmacht sowie eine etwaige technische und rechtliche Unerfahrenheit von Anlagenbetreibern zu Ungunsten letzterer ausnutzen. Anlagenbetreibern würden nachteilige Vertragskonditionen auferlegt, die letztlich Auswirkungen auf den Ausbau Erneuerbarer Energien haben und die Klimaschutzziele beeinträchtigen würde. Insbesondere vor diesem Hintergrund kann kein Vorteil in der Aufhebung des Abweichungsverbotes gesehen werden.

Darüber hinaus ist die Aufhebung des Abweichungsverbotes systemwidrig: Nach § 30 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) dürfen Betreiber von Energieversorgungsnetzen ebenfalls nicht von bestimmten Regelungen des EnWG bzw. auf Grund dieser Bestimmungen erlassenen Rechtsverordnungen abweichen.

Lösungsvorschlag: Wir schlagen die Beibehaltung des Abweichungsverbotes vor.

12.3. § 9 EEG 2014/Ref.-Entwurf EEG 2016: Einrichtung für das Einspeisemanagement pro Netzanschluss

Wenn Strom aus unterschiedlichen Energieträgern eingespeist wird, besteht die Vorgabe, dass für jeden Energieträger eine Einrichtung für das Einspeisemanagement verbaut werden muss.

Wird also Strom aus solarer Strahlungsenergie und aus Windstrom über einen Netzanschluss direkt vermarktet, müssen unter Berücksichtigung der Fernsteuerbarkeit drei mit erheblichen Kosten verbundene Einrichtungen mit der gleichen Funktionalität vorgehalten werden. Schon deshalb, weil das Einspeisemanagement der Netzsicherheit dient, ist diese Einschränkung nicht sachgerecht. Zudem erschließt es sich nicht, warum bei einem Windpark mit 100 MW eine Einrichtung ausreichen soll, wohingegen bei einer Biomasseanlage mit 150 kW, die über einen Netzanschluss mit einer Fotovoltaik-Anlage mit 40 kW einspeist, zwei Einrichtungen notwendig sein sollen.

12.4. § 21c Ref.-Entwurf EEG 2016: Verfahren für den Wechsel

Seit dem EEG 2012 bis heute sind Wechselprozesse so ausgestaltet, dass ein Wechsel von einer Vermarktungsform in die andere grundsätzlich mit einem Kalendermonat Vorlauf erfolgen muss. Bislang war jedoch nicht geregelt, dass auch die erstmalige Vermarktung in einer Vermarktungsform des EEG einer solchen Frist unterliegen soll. Die Regelung des Referentenentwurfs sieht vor, dass die Monatsfrist nun auch für die erstmalige Veräußerung des Stroms gelten soll. Aus Sicht des BEE ist dies weder praktisch erforderlich noch sinnvoll umsetzbar.

Nach der Rechtslage des EEG 2014 kann punktgenau angemeldet werden. Dies ist nach dem vorliegenden Referentenentwurf nicht mehr möglich: Wenn am 01.04. klar wird, dass am 15.04. die Inbetriebnahme erfolgen kann, dann ist eine Anmeldung statt zum 15.04. nur zum 01.06. möglich. Man könnte zwar hier noch in die Ausfallvergütung melden, aber auch das nur zum kommenden Monats-ersten mit 5 Werktagen Vorlauf.

Zweiter Vorteil der aktuellen Rechtslage ist, dass die manuelle Anmeldung ermöglicht, auch ohne eine bekannte Zählpunktbezeichnung eine Anmeldung vornehmen zu können. Unter Zugrundelegung des EEG Entwurfs könnte immer nur zum Monatsersten angemeldet werden. Im automatisierten Prozess basierend auf den fixen Fristen ist (zurzeit) die Angabe der Zählpunktbezeichnung zwingend (vom EDV-System so vorgegeben). Ist also die Inbetriebnahme am 15.04., der Netzbetreiber erhält den Zählpunkt aber erst zum 01.05., dann kann er auch nur zum 01.07. anmelden. Zudem sind meist vor der Inbetriebnahme die Zählpunkte noch nicht bekannt, sodass die Monatsfrist meist nicht eingehalten werden könnte. Da bisher keine praktischen Probleme der vorliegenden Rechtslage bekannt sind, sollte die für alle Seiten vorteilhaftere Regelung beibehalten werden.

Lösungsvorschlag: Wir schlagen die Streichung der entsprechenden Passage des § 21c Abs. 1 Satz 1 Ref.-Entwurf EEG 2016 vor:

„Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen, wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 veräußern oder wenn sie zwischen den Veräußerungsformen wechseln.“

12.5. § 61a Abs. 3 Ref.-Entwurf EEG 2016: Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage

EEG-Umlage auf Leitungs-, Transport- und Umspannungsverluste sowie auf Blindleistung

§ 61a Abs. 3 Ref.-Entwurf EEG 2016 ist zu entnehmen, dass auf Leitungsverluste, die in Netzen von Anlagenbetreibern anfallen sowie auf Umspannungsverluste bei der Einspeisung, die EEG-Umlage zu entrichten ist. Netzbetreiber sind hingegen von einer solchen Umlage befreit. Gründe, die diese unterschiedliche Behandlung rechtfertigen, sind nicht ersichtlich. Daher sind beide Gruppen gleich zu behandeln.

Darüber hinaus folgt aus der Regelung aus § 61a Abs. 3, dass auch auf Arbeitsenergie, die zur Bereitstellung von Blindleistung aufgewendet wird, die EEG-Umlage zu entrichten ist. Auf Basis der aus hiesiger Sicht im Hinblick auf die Blindstromvorgaben rechtswidrigen Mittelspannungs- und Niederspannungsrichtlichtlinie wird Anlagenbetreibern die Bereitstellung von Blindstrom abgefordert. Die Regelung in § 61a Abs. 3 würde bedeuten, dass die Anlagenbetreiber für die Blindstrombereitstellung nicht nur einen erheblichen Anteil ihrer Vergütung verlieren, sondern zusätzlich mit der EEG Umlage belastet werden.

EEG-Umlage auf lokal erzeugten EE-Strom, der ohne eine Einspeisung zur lokalen Erzeugung von EE-Strom genutzt wird

Wind- und Bioenergieanlagen brauchen zur Erzeugung von EE-Strom Strom. Die Belastung des zur Erzeugung von EE-Strom im selben Anlagenkomplex erzeugten EE-Stroms mit der EEG-Umlage ist weder mit Gleichheitserwägungen noch mit dem Ziel der EEG-Umlage begründbar. Dieser Strom ist daher von der EEG-Umlage zu befreien. Um willkürliche Benachteiligungen zu vermeiden sollte dabei nicht auf Betreiberhältnisse abgestellt werden.

12.6. EEG-Umlage und 30 Prozent-Erweiterungsregelung

Nach dem EEG 2014 sind Bestandsanlagen von der Belastung selbstverbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage ausgenommen. Nach § 61 Abs. 3 EEG 2014 entfällt diese Ausnahme, wenn die Anlage ihre installierte Leistung um mehr als 30 Prozent erhöht. Diese Ausnahme hemmt die Umrüstung von Biogasanlagen für die bedarfsgerechte Stromerzeugung und sollte gestrichen werden.

12.7. Stärkung der Stellung der Clearingstelle EEG

Verschiedenen Regelungen ist zu entnehmen, dass Voten und Schiedssprüche der Clearingstelle EEG auch gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern verbindlich sind. In Ermangelung einer ausdrücklichen Klarstellung wird dies von Übertragungsnetzbetreibern als nicht ausreichend abgesichert angesehen, weshalb von Netzbetreibern Vorbehaltsklauseln aufgenommen werden, die wiederum die Verbindlichkeit vollständig aufheben. Deshalb wird um die oben genannte Klarstellung gebeten.

12.8. Ausschluss des Aufrechnungsverbot

Mit dem EEG 2004 wurde ein Aufrechnungsverbot eingeführt, welches es dem Netzbetreiber verbietet, etwaige Rückforderungsansprüche mit laufenden Vergütungsansprüchen zu verrechnen.

nen. Nach der Gesetzesbegründung war dieser Ausschluss aufgrund der ansonsten völlig übermächtigen Stellung des Netzbetreibers notwendig geworden. Aufgrund der im Vergleich zu der damaligen Fassung des Gesetzes noch weit komplexeren Gesetzeslage ist dieses Verbot notwendiger denn je. Gleichwohl ist das Aufrechnungsverbot durch § 57 Abs. 5 S. 4 EEG 2014 praktisch komplett ausgeschlossen. Die derzeitige Praxis zeigt, dass diese Rückausnahme Anlagenbetreiber in einer sehr unterlegenen Position bringt. Dass der Gesetzgeber eine eigene Regelung unter der Überschrift Aufrechnung mit einem Aufrechnungsverbot schafft und das Aufrechnungsverbot über eine völlig versteckte Regelung, die im Übrigen den Ausgleich zwischen ÜNB und VB betrifft, nahezu komplett aushebelt, erscheint nicht nachvollziehbar.

Daher wird es sich hier wohl um einen Verweisfehler handeln, der dringend beseitigt werden sollte.

12.9. Einstweilige Verfügung und Verfügungsgrund

In § 83 Abs. 2 EEG 2014 ist geregelt, dass eine einstweilige Verfügung auch erlassen werden kann, wenn kein Verfügungsgrund gegeben ist. Nichtsdestotrotz erlassen Zivilgerichte einstweilige Verfügungen nur, wenn ein Verfügungsgrund gegeben ist. Damit sind erhebliche und unnötige Risiken für Anlagenbetreiber verbunden. Nach einer Umfrage bei einigen Rechtsanwälten liegt der Grund wohl darin, dass Zivilgerichte gewohnt sind, auch den Verfügungsgrund zu prüfen und Unsicherheiten in Bezug auf die Regelung in § 83 Abs. 2 EEG 2014 bestehen.

Daher sollte nach unserer Auffassung die Regelung so ausgestaltet werden, dass es in den durch § 83 Abs. 2 EEG 2014 genannten Fällen allein auf den Verfügungsanspruch ankommt, soweit nicht ganz besondere außerordentliche Umstände vorliegen. In der Begründung sollte ausgeführt werden, dass eine Vorwegnahme der Hauptsache keinen außerordentlichen Umstand begründet.

13. Regionale Grünstromvermarktung

Der BEE lehnt das vom BMWi vorgeschlagene Modell einer Kennzeichnung von regional vermarktetem Strom aus EEG-Anlagen ab. Nach Einschätzung der Branche trägt das Modell weder zur Akzeptanz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien bei, noch bietet es energiewirtschaftlichen oder ökologischen Vorteile und wird nicht in größerem Umfang in Anspruch genommen werden.

Der problematische Kern des Modells ist, dass es auf die bisherige Stromkennzeichnungssystematik aufbaut, nach der „Strom aus Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare Energien Gesetz“ abhängig von der gezahlten EEG-Umlage (2014: 37,7 Prozent) und unabhängig von der tatsächlichen Herkunft des gelieferten Stroms auszuweisen ist. Die heutige Systematik ist den meisten Endkunden nur unter größerem Beratungsaufwand vermittelbar. Eine Stromkennzeichnung im Rahmen des BMWi-Modells verkompliziert die Systematik noch weiter. Es ist deshalb unklar, warum ein Kunde eher geneigt sein sollte, den Ausbau der Erneuerbaren Energien in seiner Region zu akzeptieren, wenn er ein Stromprodukt beziehen kann, das (i) nur einen geringen Anteil regionalen Stroms aus EEG-Anlagen aufweist, das (ii) im Vergleich zu konventionellen Stromprodukten teurer ist und das (iii) keinen sonstigen energiewirtschaftlichen oder ökologischen Mehrwert leistet.

Für eine umfassende Bewertung des BMWi-Modells wird auf die entsprechende Stellungnahme des BEE zu dem erwarteten Entwurf eines Gesetzestextes verwiesen.

14. Einspeisemanagement (§ 14 Ref.-Entwurf EEG 2016)

Hinsichtlich des Einspeisemanagements fordert der BEE, den § 14 Ref.-Entwurf EEG 2016 um folgenden Passus zu ergänzen:

*„Netzbetreiber müssen Anlagenbetreibern nach § 9 Absatz 1 **sowie den zuständigen Vermarkter** spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist **und zudem die BNetzA zu ermächtigen, ein einheitliches Datenformat für die Kommunikation nach § 14 Abs. 2 EEG festzulegen.**“*

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk
Geschäftsführer
030 275 81 70-10
hermann.falk@bee-ev.de

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 275 81 70-17
carsten.pfeiffer@bee-ev.de

Christoph Pietsch
Referent Energiemärkte und Mobilität
030 275 81 70-22
christoph.pietsch@bee-ev.de