

**Deutscher Bundestag
18. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Energie**

**Ausschussdrucksache 18(9)894
1. Juli 2016**

BEE-Stellungnahme

zum *Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016)* der Bundesregierung

Berlin, 30. Juni 2016



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Zusammenfassung der wichtigsten Positionen.....	3
Vorbemerkungen	4
Ausschreibungen	7
a. Windenergie an Land.....	8
b. Windenergie auf See	10
c. Photovoltaik	13
d. Biomasse	15
e. Wasserkraft.....	16
§ 3 Nr. 19 EEG-Entwurf 2016: Begriffsbestimmungen.....	17
§ 14 EEG-Entwurf 2016: Einspeisemanagement	17
§ 15 EEG-Entwurf 2016: Härtefallregelung	17
§ 19 Abs. 2 Nr. 2 EEG-Entwurf 2016: Stromsteuerbefreiung.....	18
§ 20 Abs. 3 EEG-Entwurf 2016: Marktprämie.....	18
§ 27a EEG-Entwurf 2016: Sektorenkopplung und Experimentierklauseln	19
§ 36c i.V.m. 88b EEG-Entwurf 2016: Abregelungen und Netzausbau	19
§ 51 EEG-Entwurf 2016 (vormals § 24 EEG 2014): Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen	21
§ 61 EEG-Entwurf 2016: Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage (Speicher).....	23
§ 79a EEG-Entwurf 2016: Regionalnachweise.....	24
§ 80 EEG-Entwurf 2016: Doppelpvermarktungsverbot	24
§ 100 EEG-Entwurf 2016: Allgemeine Übergangsvorschriften	25
Investitions-, Vertrauens- und Rechtsschutz im EEG	25
a. Pönalen	25
b. Abdingbarkeitserlaubnis – Unterlegene Stellung des Anlagenbetreibers, § 7 Abs. 2 EEG-Entwurf 2016.....	28
c. § 9 EEG 2014/ EEG-Entwurf 2016: Eine Einrichtung für das Einspeisemanagement pro Energieträger	29
d. § 21c EEG-Entwurf 2016: Verfahren für den Wechsel	29
e. § 61a Abs. 3 EEG-Entwurf 2016: Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG- Umlage	30
f. EEG-Umlage und 30 Prozent-Erweiterungsregelung	30
g. Stärkung der Stellung der Clearingstelle EEG.....	31
h. Ausschluss des Aufrechnungsverbotes – weitere Stärkung der Netzbetreiberposition auf Kosten der Anlagenbetreiber, §§ 27 Abs. 1 i.V.m. 57 Abs. 5 Satz 5 EEG-Entwurf 2016.....	31
i. Einstweilige Verfügung und Verfügungsgrund.....	31

Zusammenfassung der wichtigsten Positionen

- **Unzureichende Ausnutzung von Kostensenkungspotenzialen und Möglichkeiten der Akzeptanzsteigerung:** Die zur Verfügung stehenden Optionen für die Kostendämpfung und mehr Akzeptanz werden nur unzureichend ausgenutzt. Vielmehr werden die konventionellen Erzeugungsanlagen protegiert.
- **Entbürokratisierung und Beteiligung von Bürgern an der Energiewende:** Durch eine geringere Bürokratisierung im Rahmen des staatlichen Ausschreibungsverfahrens könnte Wind-, Solar- und Biogasprojekte von Bürgern, Kommunen und Bürgerenergiegesellschaften stärker in die Energiewende eingebunden und zudem mehr Akzeptanz vor Ort erzielt werden.
- **Festschreibung des Ausbaukorridors für die Erneuerbaren Energien:** Statt den bewährten dynamischen Ausbau im Stromsektor fortzuschreiben, will die Bundesregierung mit dem neuen EEG den Anteil der Erneuerbaren Energien auf 45 Prozent festschreiben.
- **Beteiligung an Ausschreibung von erneuerbaren Projekten:** Bürgerenergieprojekte und der Mittelstand müssen weiterhin an den Ausschreibungen von erneuerbaren Projekten teilnehmen und an der Energiewende teilhaben können.
- **Ausschreibung nicht realisierter Projekte:** Ausbaumengen, die im Rahmen der Ausschreibungen gewonnen, aber dann doch nicht realisiert werden, müssen in der folgenden Runde erneut ausgeschrieben werden. Andernfalls würde der reale Ausbau noch geringer ausfallen.
- **Schaffung von Marktoptionen für bislang abgeregelte Strommengen:** Das EEG muss dringend Marktpotenziale für bislang abgeregelte Strommengen schaffen. Dazu zählen vor allem die Verwendungsmöglichkeiten im Kontext der Sektorenkopplung.
- **Effizientere Bewirtschaftung von Netzengpässen und Beschleunigung des Netzausbaus:** Die geplante Definition pauschaler Netzengpassgebiete (im Gesetzentwurf als Netzausbaugebiete bezeichnet) birgt die Gefahr, dass der Ausbau der Erneuerbaren in einigen Regionen zum Erliegen kommt. Zusätzlich besteht die Sorge einer Verschleppung des Netzausbaus.
- **Beibehaltung der vereinbarten Rahmenbedingungen:** Die für die Windenergie geplante Einmaldegression widerspricht dem im Koalitionsvertrag zugesicherten Vertrauens- und Investitionsschutz.
- **Gleichbehandlung solarer Selbstversorger und Mieter:** Die Diskriminierung solarer Selbstversorger und Mieter muss beendet werden, die EEG-Umlage für den Eigenbedarf und den Mieterstrom gehört abgeschafft.
- **Anschlussregelung für Bioenergieanlagen:** Es braucht eine tragfähige Anschlussregelung für alle Bioenergiezweige, deren Förderung in den kommenden Jahren ausläuft. Insbesondere müssen kleine Biogasbestandsanlagen unter 150 kW gesichert werden.
- **Abschaffung des Eigenverbrauchs für die Wasserkraft:** Für die Wasserkraft darf es keine EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch für modernisierte Anlagen geben, da diese die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gefährdet.

Vorbemerkungen

Aus Sicht des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) dient die aktuelle Novelle primär der Deckelung des jährlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien, 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 am Stromverbrauch, dass fossile Energieträger bis 2025 mindestens 55 Prozent und bis 2035 mindestens 40 Prozent zur Stromerzeugung beitragen. Damit begrenzt der vorgelegte Entwurf zum EEG 2016 auch den Umfang der möglichen CO₂-Einsparungen. Der BEE ist der Auffassung, dass Deutschland seine nationalen und internationalen Verpflichtungen beim Ausbau Erneuerbarer Energien einhalten muss.

Der BEE ist der Auffassung, dass für den Fall, dass die Fraktionen am Koalitionsvertrag festhalten, zunächst die Klimaschutzziele als Maßstab anzulegen sind.

Nach Angaben des Umweltbundesamtes (UBA) lagen die THG-Einsparungen im Jahr 2015 bei 27,2 Prozent. Eine für den BEE angefertigte Studie kommt in einem 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.

Die Bundesrepublik Deutschland hat sowohl national sowie auch europäisch weitreichende Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien vorgelegt. Nach aktuellem Stand ist davon auszugehen, dass bei einer Umsetzung der Korridorvorgaben die nationalen Ausbauziele verfehlt werden. Insofern der Anteil der erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor nicht erhöht wird, würde selbst eine Überschreitung des Ausbaukorridors bei der Windenergie nicht ausreichen, um die eigenen Zielvorgaben zu erreichen. Hinzu kommt, dass Solar- und die Bioenergie weit davon entfernt sind, die von der Bundesregierung beschlossenen Korridorvorgaben zu erfüllen. Vor diesem Hintergrund erscheint das Erreichen der im Nationalen Aktionsplan festgelegten 19,6 Prozent für erneuerbare Energien aus dem Jahr 2010 (vor Fukushima) 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.

Ausschreibungsexperiment und Risiken

In Deutschland lagen bis zur Einführung von Ausschreibungen bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen keinerlei Erfahrungen mit Ausschreibungen bei den anderen Erneuerbaren Energien vor. De facto handelt es sich bei der bevorstehenden EEG-Novelle um ein

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

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

Da zum Zeitpunkt der Verabschiedung des Gesetzes unklar ist, ob Ausschreibungen tatsächlich Vorteile gegenüber der bisherigen Vergütungssystematik haben, sollte der Zeitraum der Ausschreibungen zeitlich befristet und detailliert monitort werden, um ggfs. rechtzeitig Korrekturen vornehmen zu können.

Zur Erreichung der Kostenziele müssen die Risiken minimiert und die Akteursvielfalt erhalten bleiben. Beides erscheint auf Basis des vorliegenden Gesetzentwurfes der Bundesregierung (EEG-Entwurf 2016) fraglich. Die ersten Ergebnisse aus der Photovoltaik-Freiflächenausschreibung haben die damit verbundenen Risiken aufgezeigt: So gab es bei einigen Photovoltaikausschreibungen eine Konzentration auf einige wenige Gewinner – Bürgerenergieanlagen kamen nur sehr selten zum Zug. Auch lassen sich noch keine Aussagen über den tatsächlichen Realisierungsgrad treffen. Bei der Verordnung zur Photovoltaik-Freiflächenausschreibung ist zu bemängeln, dass die Ausschreibungsmengen grundsätzlich sehr niedrig sind, was mit dazu beiträgt, dass die Ausbauziele der Photovoltaik nicht erreicht werden. Dies sollte im Rahmen des bevorstehenden EEG-Gesetzgebungsverfahren korrigiert werden. Auch die im EEG-Entwurf 2016 enthaltene Anhebung auf **600 MW** greift zu kurz, zumal bei zukünftigen Ausschreibungsrunden erstmals auch Dachanlagen oberhalb 750 kW in die Ausschreibung einbezogen werden. Der BEE schlägt deshalb eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge für Photovoltaik-Freiflächenanlagen 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 hingegen 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.

Ausschreibungsmenge und Realisierung der bezuschlagten Menge

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hatte in seinem EEG-Eckpunktepapier sowie in seinem Referentenentwurf zu Recht darauf hingewiesen, dass im Rahmen von Ausschreibung mit einer gewissen Quote von Projekten zu rechnen ist, die bei Ausschreibungen eine Zuschlag erhalten, dann aber nicht realisiert werden. Das BMWi schätzt die Zahl der nicht realisierten Projekte – sowohl für Windenergie an Land als auch Photovoltaik auf 10 Prozent. Ausschreibungen in anderen Ländern haben gezeigt, dass die Realisierungsquoten teils deutlich unter 90 Prozent liegen. Eine Abweichung zwischen Ausschreibungsvolumen und realisiertem Volumen hat einerseits negative Folgen für die Zielerreichung sowie für die jeweils betroffene Branche der erneuerbaren Energien. Bei Windenergie bedeutet eine Abweichung von 10 Prozent eine Differenz von 280 bzw. 290 MW, bei der Photovoltaik von 60 MW. Bei höheren Abweichungen nimmt die Differenz entsprechend zu.

Um die Differenz zwischen Ausschreibungsvolumina und umgesetzten Projekten auszugleichen gibt es grundsätzlich es zwei Möglichkeiten: Einerseits gibt es den antizipativen Ansatz, bei dem die angenommenen Nichtrealisierungen vorab auf das Ausschreibungsvolumen aufgeschlagen werden. Andererseits gibt es den reaktiven Ansatz, bei dem mit einer gewissen Zeitverzögerung nach Entwertung der bezuschlagten Mengen, diese entwerteten Mengen auf das künftige Ausschreibungsvolumen addiert werden. Im Sinne des reaktiven Ansatzes schlägt der BEE folgende Formulierung vor, § 28 Ab. 5 EEG-Entwurf 2016 wie folgt zu ergänzen:

„Das Ausschreibungsvolumen nach den Abs. 1 bis 3 erhöht sich unter Berücksichtigung der Ausbaupfade nach § 4 Nr. 1, 3 und 4 ferner für den jeweiligen Energieträger für den jeweils nächsten Gebotstermin um die Summe der Gebotsmengen, die nach § 35a oder § 37d Ab. 2 Nr. 2 entwertet worden sind.“

Akteursvielfalt und De-minimis-Regelung

Ziel eines künftigen Fördermechanismus sollte die Schaffung eines Level-Playing-Fields zwischen den Marktakteuren und potenziellen Investoren sein. Die Umstellung auf Ausschreibungen beendet das bisherige Level-Playing-Field, das auch kleineren Akteuren die notwendigen Beteiligungsmöglichkeiten 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 Marktprämie festzulegen, könnte auf sie eine 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 industrielle Anlagen mit großer wie auch für mittelständische Anlagen mit kleinerer Leistung müssen Regelungen geschaffen werden, die einen fairen Wettbewerb ermöglichen. Darüber hinaus sind adäquate Ausnahmeregelungen notwendig, insbesondere für Güllekleinanlagen, Bioabfallvergärungsanlagen, besonderes systemdienliche Biogas-Bestandsanlagen sowie Anlagen mit sehr niedriger Leistung.

Ausschreibungen

Ausschreibungsgegenstand & übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns

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-Entwurf 2016), hält der BEE für sinnvoll. Dadurch entstehen Anreize zu einer bedarfsgerechten Stromerzeugung. Zudem wird die Nutzung der spezifischen Vorteile der Bioenergie – Speicher- und Steuerbarkeit – für die Systemintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien angereizt. Die Beibehaltung des administrativ festgesetzten Flexibilitätszuschlags für Biogasanlagen ergänzend zur gleitenden Marktprämie erscheint 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.

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.

a. Windenergie an Land

Der BEE verweist grundsätzlich auf die Stellungnahmen des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE).

Es ist zu begrüßen, dass die komplexe Formel zur Berechnung des Ausbausvolumens für Erneuerbare Energien vom Tisch ist. Die Politik hat erkannt, dass es falsch ist, der preiswertesten erneuerbaren Energie, der Windenergie, die Rolle einer Residualgröße zuzuweisen und damit in einem funktionierenden Markt massive Verwerfungen über die gesamte Wertschöpfungskette zu riskieren. 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.

Gleichwohl bleibt der BEE bei seiner Einschätzung, dass die Ziele der Bundesregierung – Kosteneffizienz, deutschlandweiter Ausbau und Erhalt der Akteursvielfalt – besser mit dem bewährten EEG-Mechanismus erreicht werden können.

Folgende Punkte müssen aus Sicht der Erneuerbaren Branche bei den anstehenden Beratungen im Bundestag Berücksichtigung finden.

§ 36g EEG-Entwurf 2016: Erhalt der Akteursvielfalt

Das vom BMWi vorgelegte Modell der besonderen Regelungen für kleinere Akteure (§ 3 Nr. 15 i.V.m. § 36g EEG-Entwurf 2016) geht nicht weit genug. Das Modell räumt entscheidende Risiken nicht aus: weder das Preis- noch das Zuschlagsrisiko werden im Vorschlag des BMWi für besonders gefährdete Akteure aufgelöst. Dadurch, dass Bürgerenergiegesellschaften auch an der Ausschreibung teilnehmen müssen, werden diese weiter allen Risiken ausgesetzt. Das Risiko des Totalverlustes der Investition in Vorarbeiten wird zwar gemindert, aber nicht beseitigt. Gerade aber das Totalverlustrisiko im Falle mehrerer erfolgloser Ausschreibungsrunden belastet den kleinen Akteur schwer und kann dazu führen, dass sich dieser aus dem Markt zurückzieht. Deshalb fordert der BEE die von der EU-Kommission in den UEBLL ausdrücklich vorgesehenen Ausnahmen von 18 MW ein. Die sogenannte De-minimis-Regelung, die die EU-Wettbewerbskommissarin im Januar 2016 dahingehend präzisierte, dass die Befreiung vom Erfordernis wettbewerblicher Ausschreibungen für Windkraft bis zu einer Höchstgrenze von 18 MW an installierter Leistung möglich ist, muss umgesetzt werden.

§ 51 EEG-Entwurf 2016: Negative Strompreise

Der Vorschlag im Gesetzentwurf, die negativen Stundenkontrakte ausschließlich auf den vortägigen Handel abzustellen, und nicht auf Basis der Werte des vortägigen Handels am

Spotmarkt und der volumengewichteten Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel (vgl. § 51 EEG-Entwurf 2016), bedeutet eine Verschärfung der Regelung hinsichtlich der Aussetzung der Förderung bei negativen Strompreisen. Im Entwurf zum Strommarktgesetz war die Kopplung der Märkte vorgesehen, wurde aber kurz vor Verabschiedung am 23. Juni 2016 wieder gestrichen. Aus Sicht des BEE ist dieser Rückschritt nicht nachvollziehbar, denn die Diskussion mit dem BMWi und der Branche war in den letzten Monaten bereits viel weiter. Der BEE fordert weiterhin die Abschaffung des Paragraphen. Mindestens muss aber die Verknüpfung von Day-Ahead und Intraday-Markt wieder aufgenommen werden.

Der BEE empfiehlt – wie im Übrigen auch die Gutachter des BMWi – eine Streichung des Paragraphen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht macht dieser Paragraph keinen Sinn, denn er konterkariert den Ausbau der dringend benötigten Flexibilitäten im Strommarkt, drängt Erneuerbare Energien aus dem Markt und hält konventionelle Energieträger am Netz. Zugleich erhöht er das Risiko für die Netzstabilität (durch Verlagerung der Handelsaktivitäten in den Intraday-Markt) und die wirtschaftlichen Risiken für Betreiber steigen, was wiederum zu einer Kostensteigerung der EE-Erzeugung insgesamt führt.

Die Bundesregierung sollte mit der Europäischen Kommission ins Gespräch treten und die energiewirtschaftliche Unsinnigkeit dieser Regelung noch einmal deutlich machen und aufzeigen, dass es sich bei negativen Preisen nicht um eine „Stromschwemme“ handelt.

§ 46a Abs. 1 EEG-Entwurf 2016: Einmaldegression von 5 Prozent

Um den Zubau der Windenergie einzuschränken, schlägt die Bundesregierung im vorliegenden Gesetzentwurf eine Einmaldegression von 5 Prozent zum 1. Juni 2017 vor. Viele Projekte, besonders im Süden Deutschlands würden damit nicht mehr gebaut werden können. Mit dem atmenden Deckel aus dem EEG 2014 erfolgt aktuell eine quartalsweise Absenkung der Vergütung bei Wind an Land um 1,2 Prozent, was einer Jahresdegression von 4,8 Prozent entspricht.

Da ein solch drastischer Einschnitt nicht nur der Windenergie an Land schadet, sondern auch das Vertrauen in den Standort Deutschland insgesamt erschüttert, lehnt der BEE jegliche Form der Einmaldegression von Windenergie ab.

Die geplante Einmaldegression, die gemäß des Kabinettsentwurfes vom 8. Juni 2016 eine Kürzung der Vergütungsätze um fünf Prozent am 1. Juni 2017 und danach eine Erhöhung der vierteljährlichen Degressionsätze auf bis zu 2,4 Prozent je Quartal vorsieht, soll den Ausbau der Windenergie an Land – insbesondere in den Übergangsjahren 2017 und 2018 – reduzieren.

Aufgrund der für die Windenergie projektspezifisch langen Vorlaufzeiten würde eine Sonderdegression im Jahr 2017 einen Eingriff in bereits bestehende Liefer- und Finanzierungsverträge bedeuten. Vor dem Hintergrund sich ändernder regulatorischer Rahmenbedingungen müssten bestehende Verträge bezüglich gegebenefalls nachverhandelt oder sogar storniert werden.

Für den Fall, dass sich eine Sonderdegression als politisch unabwendbar erweist, fordert der BEE, dass die einmalige Sonderdegression quartalsweise ab dem 1. Juli 2017 verteilt wird und dass es zu keiner Erhöhung der Obergrenze des atmenden Deckels kommt.

§ 36h EEG-Entwurf 2016: Korrekturfaktoren

Da im vorliegenden Kabinettsentwurf keine Quote vorgesehen ist, gilt es den bundesweiten Ausbau über eine Änderung der Verhältnisfaktoren zu erreichen. Die Netzausbaugiebtsregelung befördert nicht den bundesweiten Ausbau.

Der Zeitraum zum Nachweis des Gütefaktors nach § 36h Abs. 3 Nr. 2 EEG-Entwurf ist mit zwei Monaten deutlich zu kurz. Um eine adäquate Bearbeitung durch die Gutachter gewährleisten zu können, müssten an dieser Stelle mindestens vier, besser sechs Monate stehen.

§ 5 i.V.m. 88a EEG-Entwurf 2016: Europäische Öffnung mit Augenmaß

Der BEE unterstützt generell den Leitgedanken der Bundesregierung die deutsche Energiewende stärker europäisch zu denken. Die vorgeschlagene Öffnung nationaler Fördermechanismen sieht der BEE jedoch grundsätzlich kritisch. Durch die vorgesehene 5-Prozent-Öffnung wird das ohnehin begrenzte Ausbauvolumen für deutsche Akteure weiter beschnitten und die Verschärfung des Wettbewerbs nochmals intensiviert. Gleichzeitig sind mit einer Öffnung aufgrund der Verschiedenartigkeit der Förderbestimmungen in den EU-Mitgliedstaaten eine Vielzahl ungeklärter Fragen und ungelöster Herausforderungen verbunden.

§ 97 EEG-Entwurf 2016: Bericht

Der BEE fordert, dass der Berichtszeitraum für die Überprüfung der Einführung des Ausschreibungssystems jedes Jahr und nicht alle vier Jahre erfolgt.

Kleinwindanlagen

Der EEG-Entwurf 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.

b. Windenergie auf See

Der BEE verweist auf die gemeinsame Verbändestellungnahme der zum WindSeeG-Entwurf vom 27. April 2016 und die Stellungnahme des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke (WVW).

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 Ausbauzahlen eine gewisse Flexibilität nach oben zu ermöglichen, um einen möglichst kontinuierlichen Ausbau sicherzustellen, der möglichst schnell die Umsetzung der 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 vorhan-

denen Kostensenkungspotenzialen – weitere Skaleneffekte und Innovationssprünge werden dadurch 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 Gesetzesentwurf 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 Netzausbaus. 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 keine Euro Entschädigung gezahlt. Mit § 39 ff. WindSeeG wird dem ehemaligen Genehmigungsinhaber lediglich das Recht eingeräumt, nach Ende der Ausschrei-

bung 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 Entschädigungszahlung zu leisten 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.

Teilnahmechancen vergrößern

Derzeit ist als Stichtag für die Teilnahme fortgeschrittener Projekte an der Ausschreibung im Übergangssystem der 08. Juni 2016, d.h. das Datum des Kabinettsbeschlusses, vorgesehen. Um weiteren Projekten die Teilnahme zu ermöglichen, sollte stattdessen der 31. Dezember 2016 festgelegt werden. Im Zuge dessen würde der Teilnehmerkreis vergrößert und der Wettbewerb erhöht. Die ausgeschriebenen Mengen und die weiteren Regelungen bleiben davon unberührt – letztlich genau das, was vom Gesetzgeber angestrebt wird, um die Kosten weiter zu reduzieren.

Gebotssicherheiten

Nach § 21 WindSeeG-Entwurf sollte die Höhe der Sicherheiten aus der Gebotsmenge multipliziert mit 100 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und höchstens 30 Millionen Euro je Windpark bestimmt werden. Bei einer Bezuschlagung des Projektes muss die Summe zu 25 Prozent hinterlegt, die verbleibenden 75 Prozent nach Absprache mit dem Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), spätestens aber 12 Monate nach dem Zuschlag, beglichen werden. Eine Sicherheit für bestehende Projekte lt. § 32 WindSeeG-Entwurf sollte nicht geleistet werden müssen.

Das vom BMWi vorgeschlagene Modell erscheint nicht zielführend. Um die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen, reichen auch geringere finanzielle Sicherheiten. Im Übergangssystem genannten Sicherheiten überflüssig. Eine Sicherheit zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung im Ausschreibungsverfahren erfüllt als Instrument seinen Zweck, dass nur ernsthafte Gebote abgegeben werden, vollauf.

Prototypenregelung

Weitere Innovationen sind ein entscheidender Wettbewerbsfaktor für den Standort Deutschland. Dies gilt insbesondere für die vergleichsweise junge Offshore-Windindustrie, in der noch vielfältige technologische Kostensenkungspotenziale stecken. Ohne die Erprobung und Demonstration neuer Technologien unter realen Bedingungen auf hoher See sowie weiterer F&E-Anstrengungen wird Deutschland seinen technologischen Vorsprung und die Wettbewerbsfähigkeit der herstellenden Industrie im Bereich Offshore-Windenergie-Anlagen, Fundament- und Gründungstechnologien sowie (Übertragungs-)Netztechnik nicht halten können.

In dem vom Bundeskabinett am 8. Juni 2016 beschlossenen Gesetzentwurf ist zwar eine Prototypenregelungen in den §§ 68-70 vorgesehen, diese ist aber auf kommerzielle Projekte

beschränkt und greift erst nach 2020. Der Entwurf für das WindSeeG schließt Testanlagen und Testfelder auf See in Deutschland – trotz Prototypenregelung – bis einschließlich 2020 direkt und darüber hinaus de facto und de jure aus. Zwar sind Definitionen und Regelungen für die Ausnahme von Prototypen von der wettbewerblichen Preisfindung enthalten, doch verhindert die fehlende Berücksichtigung von Testanlagen und Testfeldern bei der Flächenplanung und der Netzkapazitätszuweisung Forschung, Entwicklung und Innovation, anstatt sie zu fördern.

Für Demonstrations- und Testanlagen, die bis Ende 2020 realisiert sind, wird eine Privilegierungsmöglichkeit vorgeschlagen. Diese sollte auf ein Prozent (77 MW) der bis 2020 maximal installierten Offshore-Leistung (7,7 GW) begrenzt sein. Darüber hinaus wird auf den gemeinsamen Vorschlag von VDMA Power Systems, der Wirtschaftsvereinigung Stahlrohre e.V. sowie der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE vom 15. Juni 2016 verwiesen.

Ausschreibungen im Übergangssystem

Um bereits im Übergangsregime von 2021 bis 2025 einen kostensenkende Effekt von F&E, Demonstration sowie Prototypen von Offshore-Windenergieanlagen, Fundamenten und Netztechnik in den geplanten Ausschreibungen zu ermöglichen, wird vorgeschlagen, einen Abstand von zwei Jahren für die zwei geplanten Ausschreibungen einzuführen und diese in 2017 und 2019 durchzuführen. Andernfalls würden die aktuellen Technologiekosten zum Zeitpunkt der Ausschreibungen in 2017 auf die gesamte Dauer der Übergangsphase bis Ende des Jahres 2024 zementiert. Darüber hinaus müssten Unsicherheiten über die künftige Kostenentwicklung eingepreist werden, was einer stärkeren Kostensenkung im Übergangssystem ebenfalls entgegenwirken würde.

c. 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 zurückgehen. In den ersten vier Monaten dieses Jahres lag die inländische PV-Nachfrage bereits 30 Prozent unter dem des Vorjahres. Nach einer beispiellosen Konsolidierungsphase droht 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.

Der vorliegende Gesetzesentwurf ist leider nicht dazu angetan, die Photovoltaik-Nachfrage in absehbarer Zeit zumindest in den politischen Zielkorridor zurückzuführen. Um dieses Ziel zu erreichen 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 Gebäude-Photovoltaik aufgrund deutlich risikoscheuerer, komplexerer, heterogenerer und kleinteiligerer Planungs-, Investoren- und Finanzierungsstrukturen nach übereinstimmenden Aussagen von Energie- und Finanzexperten nicht zielführend.

Angesichts dessen empfiehlt der BEE, die Spielräume der EU-Beihilfeleitlinien zu nutzen und den Fördermechanismus von Photovoltaik-Dachanlagen unterhalb von 1 MW über den atmen- den 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.

Anders verhält es sich im Marktsegment ebenerdiger Solarparks. Mittels größerer Ausschreibungsvolumina bestünde die Chance, bessere Zubauzahlen zu erreichen. Zur Absicherung der Ausbauziele sollte das Auktionsvolumen ebenerdig errichteter Solarparks gegenüber dem Gesetzesentwurf auf 1.000 MW pro Jahr angehoben werden. Zudem sollten nicht realisierte Ausschreibungsmengen nachfolgenden Auktionsvolumina aufgeschlagen werden. Diese Regelung sollte zumindest dann greifen, wenn der Zielkorridor für den jährlichen PV-Ausbau im jeweiligen Vorjahr verfehlt wurde.

Um die Nachfrage von Solarstromanlagen zeitnah zumindest auf eine politische Zielgröße von 2,5 GW im Jahr zurückzuführen, muss ein entscheidendes Markthemmnis aus dem Weg geräumt werden: die 2014 eingeführte EEG-Umlage für solare Eigenversorgung aus PV-Systemen oberhalb von 10 Kilowatt Peak (kWp). Der BEE appelliert, diese auch verfassungsrechtlich angreifbare Belastung solarer Selbstversorger mit der EEG-Umlage schnellstmöglich abzuschaffen.

Keine wirtschaftliche Perspektive bietet der Gesetzesentwurf PV-Mieterstrommodellen. Die Erhebung der vollen EEG-Umlage stellt ein entscheidendes Markthemmnis und eine ungerechtfertigte Schlechterstellung gegenüber gewerblichem Eigenverbrauch dar. Auch Mieterinnen und Mietern sollte die Teilnahme an der Energiewende ermöglicht werden. Um Solar-Mieterstrommodellen eine wirtschaftliche Perspektive zu geben, muss der Verbrauch von Strom aus PV-Anlagen Dritter im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang dem solaren Eigenverbrauch gleichgestellt werden und damit der Strom aus der PV-Anlage teilweise von der EEG-Umlage befreit werden. Dies wäre z.B. durch eine entsprechende Anpassung der §§ 3 oder 61 EEG-Entwurf 2016 erreichbar. Die geforderte Besserstellung solaren Eigenverbrauchs und solarer Direktversorgungsangebote würde zu keiner nennenswerten finanziellen Mehrbelastung nicht-privilegierter Energieverbraucher führen.

Aus Sicht der Erneuerbare-Energien-Branche kann die systemdienliche Einbindung von Speichern in den Betrieb von Eigenverbrauchsanlagen massiv zur lokalen und regionalen Stabilisierung des Stromnetzes beitragen kann. Ferner 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 bei Verteilnetzen) 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.

Ein Abbau bestehender Hemmnisse für Energiespeicher war überfällig. Eine sinnvolle energie- wirtschaftliche Definition für Speicher, indem sie rechtlich und ordnungspolitisch eingestuft werden, ist dringend geboten. Insbesondere die undifferenzierte Einstufung von Speichern als „Letztverbraucher“ durch die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 sowie deren Bestätigung durch den Gesetzgeber im Rahmen der EnWG-Novelle 2009 haben in Bezug auf die Abgaben- und Entgeltbelastung zu einer Gleichstellung von Energiespeichern mit Letztverbrauchern geführt. Der tatsächlichen Funktion eines Speichers (Energieaufnahme, Speicherung und zeitlich verzögerte Ausspeisung) wird diese Kategorisierung indes nicht gerecht. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung sollte künftig nicht mehr als Letztverbrauch gelten.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BEE die Verbesserungen im vorliegenden Kabinettsentwurf für stationäre Speicher. Der neu eingefügte Paragraph 61a EEG-Entwurf regelt die künftig bei der Nutzung von Batteriespeichern anfallende EEG-Umlage großzügiger und präzisiert den früheren Paragraph 60 Abs. 3. EEG 2014.

Darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass das EEG 2016 nicht dazu führt, dass neue Geschäftsmodelle und innovative Speicherlösungen aus kombinierten PV- und Netzstrombezug finanziell durch die EEG-Umlage belastet werden. Insbesondere die Furcht vor Missbrauch – gerade bei der Speicherung von Graustrom aus dem Netz – ist unbegründet, da die verschiedenen Strombezüge schon heute messtechnisch erfassbar und voneinander trennbar sind. Insofern begrüßt der BEE den Beschluss zum Bundesratsantrag vom 17. Juni 2016 (Ziffer 44), in dem durch Verwendung geeichter Messeinrichtungen nachgewiesen werden kann, dass der gesamte Strom, der dem Speicher entnommen wird, entweder zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz verwendet wird oder für ihn, soweit er nicht in das Netz eingespeist wird, entweder die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird oder ausschließlich für solche Strommengen nicht gezahlt wird, für die weder bei der Einspeisung noch bei der Entnahme eine EEG-Umlagepflicht besteht. (siehe Ziffer 44, Artikel 1, Nummer 13 - § 61a Absatz 1 Nummer 1, 2 und 3 EEG-Entwurf 2016), ausdrücklich.

Der BEE bittet darum, die Empfehlung der Länderkammer zu diesem Punkt bei den Beratungen des Bundestages aufzugreifen.

d. Biomasse

Der BEE verweist grundsätzlich auf das gemeinsame Positionspapier „Dringendster Änderungsbedarf des Entwurfs eines EEG 2016 vom 07.06.2016“ des Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE), des Deutschen Bauernverbands e.V. (DBV), des Fachverband Biogas e.V. (FvB) und des Fachverband Holzenergie (FVH).

Einführung von Ausschreibungen

Abgesehen von der Skepsis des BEE gegenüber der Sinnhaftigkeit von Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der EEG-Vergütungshöhe generell, begrüßt der BEE, dass zu den Ausschreibungsverfahren für die Bioenergie auch Bestandsanlagen zugelassen werden. Dies kann dazu dienen, die Stromerzeugung aus Biomasse zu stabilisieren sowie Anlagen eine Perspektive für die Zeit nach Ablauf ihrer EEG-Vergütung zu geben. Es ist davon auszugehen, dass so auch eine technische und wirtschaftliche Optimierung des Anlagenparks durch eine Umrüstung auf eine flexible Fahrweise sowie einen Ausbau der Wärmenutzung kommt.

Es ist jedoch zu kritisieren, dass Altholzkraftwerke pauschal von einer Anschlussvergütung ausgeschlossen werden. Hier besteht großer und dringender Handlungsbedarf. Zumindest muss sobald wie möglich die Marktsituation für Altholz untersucht und ggf. alternative Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromerzeugung aus Altholz ergriffen werden.

Ausbaupfad

Die Erhöhung des Ausbaupfads für die Bioenergie ist grundsätzlich zu begrüßen – jedoch bestehen große Defizite bei der Ausgestaltung. Zwar bietet der Pfad bis 2022 den meisten Bestandsanlagen, deren EEG-Vergütung ausläuft, eine Perspektive (ausgenommen Altholzkraftwerke). Doch für eine Stabilisierung sowie einen moderaten Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse ist mittelfristig ein höherer Ausbaupfad von 100 MW netto notwendig, d.h. dass

der jährliche Ausbaupfad um die voraussichtlich aus der EEG-Vergütung ausscheidende Leistung erhöht wird.

Akteursvielfalt: Fairer Wettbewerb, De-minimis und Sondervergütungsklassen

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 besteht bei den Ausnahmeregelungen dringender Verbesserungsbedarf. Vor allem bedarf es einer Regelung für Neu- und Bestandsanlagen mit einer Leistung unter 150 kW. Neuanlagen dieser Anlagenklasse erhalten keine Chance auf die erhöhte Vergütung von maximal 14,88 ct/kWh, sondern verbleiben in der Vergütung nach § 42. Und Bestandsanlagen besitzen nicht die Möglichkeit, eine Anschlussfinanzierung zu erhalten.

Weiterhin ist zu kritisieren, dass die bisherige Sondervergütungsklasse für Bioabfallvergärungsanlagen nur noch Neuanlagen bis zu einer installierten Leistung von 150 kW offen steht. Dies konterkariert das Ziel der Bundesregierung, die Vergärung von Rest- und Abfallstoffen zu stärken.

Für die weitere Ausgestaltung der Regelungen für einen fairen Wettbewerb, der De-Minimis-Regelung sowie der Sondervergütungsklassen verweist der BEE auf das Positionspapier von BBE, DBV, FvB und FVH.

e. Wasserkraft

Wasserkraft ist eine verlässliche, speicherbare und heimische Energiequelle, die auch dann Energie liefert, wenn nur wenig Wind- und Sonnenstrom verfügbar sind. Die dezentral verteilten Anlagen entlasten und stabilisieren darüber hinaus die Stromnetze. Damit spielt Wasserkraft eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiemix.

Der BEE begrüßt, dass entsprechend des Ergebnisses der Marktanalyse des Bundeswirtschaftsministeriums, keine Ausschreibungen für Wasserkraftanlagen eingeführt werden. Die eindeutigen Aussagen der Marktanalyse (fehlender Wettbewerb, Komplexität u.a.) ließen einen anderen Schluss für die Kleine Wasserkraft nicht zu.

Die Regelungen des EEG 2014 (§ 40 (2)), die die Steigerung des Leistungsvermögens bei bestehenden Anlagen anreizen sollten, haben sich im Grundsatz bewährt.

§ 40 Abs. 2 Satz 3 EEG-Entwurf 2016 – Technische Modernisierung und Eigenversorgung) – Modernisierungsanreiz erhalten und in Begründung klarstellen

Nach Aussage des Bundeswirtschaftsministeriums gelten ertüchtigte Wasserkraftanlagen, deren Leistungsvermögen nach § 40 (2) Satz 1 und 2 EEG-Entwurf 2016 gesteigert wurde nach § 40 Absatz 2 Satz 3 EEG-Entwurf 2016 als Neuanlagen im Sinne des EEG. Gleichzeitig gilt sie nach § 61 EEG-Entwurf als Bestandsanlage, wenn die installierte Leistung nicht um mehr als 30 Prozent gesteigert wurde. Damit gilt für diese Anlagen die Degression und – wenn sie eine Leistung von größer 100 kW haben - die Regelungen zur Fernsteuerbarkeit sowie die Pflicht zur Direktvermarktung. Die anteilige EEG-Umlage bei Eigenversorgung wird dagegen nicht erhoben bei einer Leistungssteigerung unter 30 Prozent.

Um für alle Beteiligten Planungssicherheit zu schaffen, empfiehlt der BEE die rechtliche BMWi-Auslegung der beiden Paragraphen in die Gesetzesbegründung aufzunehmen.

§ 3 Nr. 19 EEG-Entwurf 2016: Begriffsbestimmungen

Der BEE begrüßt die in § 3 Nr. 19 EEG-Entwurf 2016 Ziffer 2 der Stellungnahme des Bundesrates vom 17. Juni 2016 (Bundesrats-Beschlussache 310/16) im EEG-Novellierungsprozess erhobene Forderung, dass bestimmte "Mieterstrommodelle" unter die Neudefinition des Eigenversorgungsbegriffs fallen sollen.

Allerdings gibt der BEE zu bedenken, dass eine Beschränkung auf reine PV-Mieterstrommodelle vor dem Hintergrund des Gleichbehandlungsgrundsatzes aus Artikel 3 GG verfassungsrechtlichen Bedenken ausgesetzt sein dürfte. Der BEE plädiert daher dafür, auch Mieterstrommodelle, die mit Kleinwind- bzw. sonstigen EE-Anlagen und /oder mit KWK-Anlagen agieren, von der Neuregelung zu erfassen. Denn auch Mieterstrommodelle mit diesen Anlagentechniken leiden unter den gleichen Nachteilen wie PV-Mieterstrommodelle. Auch sie sind gleichermaßen von den Regelungen in §§ 60 und 61 EEG 2014 betroffen, so dass auch bei ihnen die EEG-Umlage ein wesentliches Hemmnis darstellt. Auch bei Ihnen erfolgt demgegenüber im „Mieterstrommodell“ wie bei der PV eine volkswirtschaftlich sinnvolle Systemintegration sowie Teilhabe der Mieter an der Energiewende. Die Sachlage ist mithin die gleiche wie bei den PV-Mieterstrommodellen.

§ 3 Nr. 19 EEG-Entwurf 2016 würde nach dem Vorschlag des BEE daher lauten (Änderungen in fett hervorgehoben):

„Eigenversorgung ist der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person den Strom aus einer mit erneuerbaren Energien und/oder als KWK-Anlage betriebenen Stromerzeugungsanlage eines Dritten bezieht oder die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“

Die Begriffe „erneuerbare Energien“ und „KWK-Anlage“ sind im EEG-Entwurf 2016 in § 3 Nr. 21 und § 3 Nr. 32 ebenfalls legal definiert, so dass sie in § 3 Nr. 19 EEG-Entwurf 2016 ohne Weiteres genutzt werden können.“

§ 14 EEG-Entwurf 2016: Einspeisemanagement

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

*„Netzbetreiber müssen Anlagenbetreibern nach § 9 Abs. 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.**“*

§ 15 EEG-Entwurf 2016: Härtefallregelung

Der BEE begrüßt, dass § 15 EEG-Entwurf 2016 unberührt bleibt und verweist auf die BEE-Stellungnahme zum Strommarktgesetz vom 14. März 2016. Zudem haben die vier Übertra-

gungsnetzbetreiber in ihren Stellungnahmen zum Grün- und Weißbuch verdeutlicht, dass zur Gewährleistung der Systemsicherheit die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend erforderlich ist.

§ 19 Abs. 2 Nr. 2 EEG-Entwurf 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 die Bundesregierung die Ansicht vertritt, diese beiden gesetzlichen Regelungen dürften aus europarechtlichen Gründen nicht kumulativ vorliegen, sollte eine Schlechterstellung mit der KWK vermieden werden. Insoweit erkennen wir in der von der Bundesregierung 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 EEG-Entwurf 2016 ein.

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

§ 20 Abs. 3 EEG-Entwurf 2016: Marktprämie

Im vorgeschlagenen § 20 Abs. 3 EEG-Entwurf 2016 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 vergleichbares 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 Gesetzentwurfes 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 Abs. 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.“~~

§ 27a EEG-Entwurf 2016: Sektorenkopplung und Experimentierklauseln

Der Zwang zur Netzeinspeisung muss für jegliche Sektorenkopplung (Speicherung/Power-to-X) aufgehoben werden und nicht nur in Zeiten, in denen die Börse negativ ist (so derzeit § 27a Abs. 1 Nr. 4 EEG-Entwurf). Unter Bezugnahme auf die Regionen aus dem Schaufenster-Projekt „Sinteg“ hatten sich Bund und Länder verständigt, regulatorische Experimentierklauseln zu schaffen, um neue Problemlösungen, insbesondere bei der Sektorenkopplung zu erproben (Bundesratsempfehlung 310/1/16). Leider ist dieser Ansatz im vorliegenden Gesetzentwurf nicht enthalten.

Lösungsvorschlag: Der BEE schlägt vor, §27a Ziffer 4 EEG-Entwurf um den Halbsatz

"oder zu Zeiten, in denen die Anlagen durch Einspeisemanagement nach §14 vom Netzbetreiber geregelt werden."

zu ergänzen. Darüber hinaus wäre an dieser Stelle auch eine Experimentierklausel, die sich auf die „Sinteg“-Projekte bezieht denkbar.

Entsprechend sollte auch § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG-Entwurf 2016 angepasst werden.

§ 36c i.V.m. 88b EEG-Entwurf 2016: Abregelungen und Netzausbau

Solange nicht alle für eine effiziente Auslastung der Netze zur Verfügung stehenden Maßnahmen genutzt werden, lehnt der BEE Formen von Netzausbauregionen und eine damit verbundene Ausbaureduzierung ab. Die Grundlage dafür liefert die von Consentec angefertigte Studie „Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung“, die im Ergebnis eine konventionelle Mindesterzeugung von 20 GW ermittelt, die nicht näher aufgeschlüsselt werden konnte (in der Studie als sog. „PROD_min“ bezeichnet). Unter

Berücksichtigung der Vorhaltung negativer Regel- und Besicherungsleistung sowie von Redispatch steigt der „PROD_min“-Wert an beiden für die Untersuchung herangezogenen Tagen auf 25-30 GW an. Auch bei negativen Preisen bleibt diese Mindesterzeugung am Netz. Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz schreibt in einem darauf verweisenden Newsletter: „Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten durch Netzausbau und innovative Lösungen daran, die Mindesterzeugung zu reduzieren.“

Der BEE unterstützt das Vorhaben, die Mindesterzeugung zu reduzieren, um bei Zeiten hoher Windeinspeisung freie Netzkapazitäten zu gewinnen. Eine Synchronisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Ausbau der Netze muss vor allem durch einen beschleunigten Netzausbau erfolgen.

Der BEE sieht die Situation einzelner Regionen mit hohen Maßnahmen des Einspeisemanagements sehr kritisch und ist sich bewusst, dass hierfür Lösungen herbeigeführt werden müssen. Eine Lösung sollte aber nicht einseitig zu Lasten der Planungen von Windenergieprojekten gehen. Eine wie auch immer geartete Maßnahme muss immer zeitlich begrenzt sein, um den Engpass im Netz zu beseitigen.

In von Netzengpässen betroffenen Gebieten müssen die Netzbetreiber nachweisen, dass sie alle Maßnahmen zu effizienter Auslegung der Netze getroffen haben:

- maximale Drosselung/Abschaltung der Leistung aller möglichen fossilen Kapazitäten
- Einrichtung eines Temperaturleiterseilmonitorings der Netze
- Verstärkung/Erneuerung der Leiterseile auf den Stand der Technik
- Öffnung der Regelenergiemärkte
- Einführung variabler Netzentgelttarife bzw. variabler Stromtarife, um auch durch die Nachfrage die Netze entsprechend zu entlasten
- Kopplung der Sektoren Strom-, Wärme- und Mobilität (u.a. Flexibilisierung, Digitalisierung)
- Verpflichtung der ÜNB zur Nutzung von Echtzeitdaten (wenn diese vorliegen), um die Netzsteuerung zu optimieren
- Verpflichtung der Netzbetreiber zur Modernisierung und Optimierung ihrer Netze
- Nachweis der Übertragungsnetzbetreiber/Bundesnetzagentur, dass alle nicht systemnotwendigen konventionellen Kraftwerke geregelt werden (inkl. Begründung der technologischen Mindesterzeugung durch den Kraftwerksbetreiber)
- Streichung von § 27a EEG-Entwurf 2016
- der den Engpass verursachende Netzbetreiber muss einen Zeitraum angeben, in dem er den Engpass definitiv beseitigt – Kontrolle erfolgt durch die BNetzA
- Folglich kann über ein Abschmelzen der sich aus der Härtefallregelung ergebenden Ausfallvergütungen in Regionen, die mehr 50 Prozent Abschaltzeiten haben, nachgedacht werden.

Um derartige Situation möglichst zu verhindern, hat der Bundesverband WindEnergie bereits einige Vorschläge erarbeitet. Diese sollten zumindest zukünftig umgesetzt werden:

- Investitionen der Anlagenbetreiber in die Sektorenkopplung, insbesondere IT-, und Marktkommunikation mit Netzbetreibern (kurzfristig umsetzbar möglich)

- Marktplatz für zuschaltbare Lasten in Analogie zu Regelenergiemärkten (kurzfristig umsetzbar) über große KWK, die ohnehin am Redispatch teilnehmen, hinaus für alle Anbieter öffnen
- Schaffung der Möglichkeit zuschaltbare Lasten über bilaterale Verträge anzubieten (z. B. Anlagenbetreiber mit Anbietern von Speichern/Verbrauchern)
- Aufbau von halbjährlichen Netzausbaukonferenzen unter Moderation der BNetzA in Abstimmung mit BMWi, Netzbetreibern, EE (Vorbild: Schleswig-Holstein²)
- ggf. Verhandlungen mit ÜNB zu Redispatch bei EE-Anlagen (erste Pilotprojekte laufen z.B. schon mit TenneT)

§ 51 EEG-Entwurf 2016 (vormals § 24 EEG 2014): Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Der BEE bedauert, dass die im Gesetzentwurf des Strommarktgesetzes vorgesehene Verknüpfung von Day-Ahead- und Intraday-Markt in letzter Minute aus dem Strommarktgesetz gestrichen wurde und auch nicht mehr im EEG-Entwurf 2016 vorgesehen ist. Diese Verknüpfung hätte nach Einschätzung des BEE ein selteneres Auftreten von § 24 EEG 2014/§ 51 Gesetzentwurf EEG 2016-Fällen bewirkt. 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, worauf das BMWi in seinem Weißbuch explizit hinweist (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 Strommarktgesetzes hinausgehen.

² Die Landesregierung Schleswig-Holstein hat 2010 mit den verantwortlichen Netzbetreibern und den betroffenen Kreisen ein gemeinsames Netzausbaukonzept für Schleswig-Holstein entwickelt. Dazu findet bzw. fand für die Westküsten- und Ostküstenleitung jeweils ein Dialogverfahren statt.

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 hatte in früheren Stellungnahmen begrüßt, dass im Referentenentwurf zum Strommarktgesetz und zum EEG der marktwirtschaftliche Ansatz zur Geltung kommt. Dieser beinhaltete, dass im Intraday-Markt Korrekturen vorgenommen werden. Diese Korrekturen führten 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 in den Referentenentwürfen noch vorgesehene rückwirkende Anwendung von dem neuen § 24/§ 51 auf Anlagen, die ab Anfang 2016 in Betrieb gehen, wäre 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.

Der BEE spricht sich folglich dafür aus, die noch im Referentenentwurf zum EEG enthaltenen positiven Korrekturen wieder in den Gesetzestext aufzunehmen.

Darüber hinaus schlägt der BEE 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.
- 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

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

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. 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.

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

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 – sowohl bei der Windenergie als auch bei der Photovoltaik – Erzeugungsspitzen 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.

Der BEE begrüßt die Verbesserungen im vorliegenden Gesetzentwurf für stationäre Speicher. Der neu eingefügte Paragraph 61a EEG-Entwurf 2016 regelt die künftig bei der Nutzung von Batteriespeichern anfallende EEG-Umlage großzügiger und präzisiert den früheren Paragraph 60 Abs. 3 EEG 2014.

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 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 Abs. 2 EEG-Entwurf 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 Abs. 1 oder § 61 Abs. 1 gezahlt wird, soweit der entnommene Strom nicht nach § 61 Abs. 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.“

§ 79a EEG-Entwurf 2016: Regionalnachweise

Der BEE lehnt das von der Bundesregierung vorgeschlagene Modell einer Kennzeichnung von regional vermarktetem Strom aus EEG-Anlagen ab (§ 79a EEG-Entwurf 2016). 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 vom BMWi erarbeiteten 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.

§ 80 EEG-Entwurf 2016: Doppelvermarktungsverbot

Nach § 80 Abs. 1 Satz 4 EEG-Entwurf 2016 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 EEG-Entwurf könnte wie folgt ergänzt werden: „[...] als Regel- und Blindenergie ist im“.

§ 100 EEG-Entwurf 2016: Allgemeine Übergangsvorschriften

Abs.1

- Nr. 1: Die Übergangsregelung ist ersichtlich unvollständig, ergänzt werden müssen **§§ 21c 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...

Investitions-, Vertrauens- und Rechtsschutz im EEG

a. Pönalen

Existenzielles Risiko: Pönale im 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 EEG-Entwurf sind in ihren Rechtsfolgen unangemessen und bedürfen der gesetzlichen Änderung.

Im EEG 2014 ist geregelt, dass sich für Anlagenbetreiber, die ihren Registrierungsspflichten 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 anzulegenden Wert und Monatsmarktwert darstellt.

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

Die Registrierungsspflichten 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 EEG-Entwurf 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 EEG-Entwurf 2016 (§ 71 EEG 2014) zu verknüpfen. In Bezug auf § 71 EEG-Entwurf 2016 (§ 71 EEG 2014) hat sich die Rechtslage verschärft: Bei einem Pflichtverstoß gegen § 71 EEG-Entwurf 2016 (EEG 2014) wird bisher der Vergütungsanspruch nicht fällig (§ 19 Abs. 3 EEG 2014). Nach § 52 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, 2 EEG-Entwurf 2016 verringert sich nunmehr aber der anzulegende Wert auf Null. Mit den Grundsätzen der Verhältnismäßigkeit ist diese Sanktion nicht zu vereinbaren. Daneben stellen sich zahlreiche Anwendungsfragen: Die Sanktionsdifferenzierung knüpft beispielsweise an die Meldung nach § 71 EEG-Entwurf 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/EEG-Entwurf 2016 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/EEG-Entwurf 2016 hat bei Neuanlagen grundsätzlich zur Folge, dass sich der anzulegende Wert nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014/EEG-Entwurf 2016 auf den Monatsmarktwert verringert. Bei Inanspruchnahme der Marktprämie entfällt damit de facto der Vergütungsanspruch für Anlagenbetreiber, da die Marktprämie die Differenz aus anzulegendem Wert und Monatsmarktwert darstellt. Für Bestandsanlagen gilt aufgrund der Übergangsbestimmung des § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014/EEG-Entwurf 2016 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/§ 9 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG-Entwurf 2016 bzw. § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 i. V. m. §§ 6 Abs. 6, 17 Abs. 1 EEG 2012/§ 100 Abs. 2 Nr. 2 EEG-Entwurf 2016 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/§ 9 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG-Entwurf 2016 bzw. § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 i. V. m. §§ 6 Abs. 6, 17 Abs. 1 EEG 2012/§ 100 Abs. 2 Nr. 2 EEG-Entwurf 2016 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/EEG-Entwurf 2016 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/§ 9 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 52 Abs. 2 Nr. 1 EEG-Entwurf 2016 bzw. § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 i. V. m. §§ 6 Abs. 6, 17 Abs. 1 EEG 2012/§ 100 Abs. 2 Nr. 2 EEG-Entwurf 2016 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/EEG-Entwurf 2016 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.

b. Abdingbarkeitserlaubnis – Unterlegene Stellung des Anlagenbetreibers, § 7 Abs. 2 EEG-Entwurf 2016

Im bislang geltenden § 7 Abs. 2 EEG 2014 ist das sogenannte Abweichungsverbot geregelt. Demzufolge darf grundsätzlich nicht zulasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG (durch Vertrag, Satzung etc.) abgewichen werden. Die Regelung schafft Rechtssicherheit und Rechtsklarheit, bewirkt die effiziente Durchsetzung des EEG und gewährleistet den Schutz von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern.

Nunmehr soll das Abweichungsverbot entgegen der Gesetzesbegründung nicht nur eingeschränkt, sondern vielmehr ins Gegenteil verkehrt bzw. abgeschafft werden: Nach § 7 Abs. 2 EEG-Entwurf 2016 soll grundsätzlich von den Bestimmungen des EEG abgewichen werden dürfen. Dies konterkariert den Sinn und Zweck der Norm, der nach wie vor Geltung für sich in Anspruch nimmt und sich gerade nicht überholt hat, wie der Gesetzgeber lapidar verkündet.

Das bisherige Abweichungsverbot legt fest, dass es sich bei den Regelungen des EEG um die Obergrenze für Belastungen von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern handelt. Nunmehr Regelungen zuzulassen, die darüber hinausgehen, ist schlichtweg unzumutbar.

Entgegen der Gesetzesbegründung hat sich das Abweichungsverbot auch 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 Abweichungsverbot besteht die erhebliche Gefahr, dass Netzbetreiber ihre Marktmacht sowie eine etwaige technische und rechtliche Unerfahrenheit von Anlagenbetreibern zuungunsten letzterer ausnutzen. Anlagenbetreibern würden nachteilige Vertragskonditionen auferlegt, die letztlich Auswirkungen auf den Ausbau Erneuerbarer Energien haben und die Klimaschutzziele beeinträchtigen würden. Insbesondere vor diesem Hintergrund kann kein Vorteil in der Aufhebung des Abweichungsverbot gesehen werden.

Darüber hinaus ist die grundsätzliche Abdingbarkeitserlaubnis in § 7 Abs. 2 EEG-Entwurf 2016 nicht mit dem geltenden Verfassungsrecht zu vereinbaren: In § 7 Abs. 2 Nr. 3 EEG-Entwurf 2016 heißt es, dass eine abweichende vertragliche Vereinbarung

„mit den wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen wird, vereinbar sein muss.“

Damit wird in der Praxis zumeist dem Netzbetreiber die Bestimmung der wesentlichen Grundgedanken des EEG überlassen. Dies widerspricht jedoch eklatant dem rechtsstaatlich gebotenen Wesentlichkeitsprinzip. Der Gesetzgeber ist danach verpflichtet, alle wesentlichen Entscheidungen selbst zu treffen. Wesentliche Entscheidungen im Bereich der Grundrechtsausübung, der hier zweifelsohne betroffen ist, müssen also durch das Parlament selbst im Wege eines förmlichen Gesetzes getroffen werden und dürfen nicht anderen überlassen werden.

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

Lösungsvorschlag: Wir schlagen die Beibehaltung des Abweichungsverbotes vor.

c. § 9 EEG 2014/ EEG-Entwurf 2016: Eine Einrichtung für das Einspeisemanagement pro Energieträger

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 dies 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.

d. § 21c EEG-Entwurf 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. Bisher 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 EEG-Entwurf 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.“

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

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

§ 61a Abs. 3 EEG-Entwurf 2016 ist zu entnehmen, dass auf Leitungsverluste, die in Netzen von Anlagenbetreibern anfallen sowie auf Umspannverluste 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 EEG-Entwurf 2016, 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 abgenötigt. Die Regelung in § 61a Abs. 3 EEG-Entwurf 2016 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.

f. 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.

g. 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.

h. Ausschluss des Aufrechnungsverbotes – weitere Stärkung der Netzbetreiberposition auf Kosten der Anlagenbetreiber, §§ 27 Abs. 1 i.V.m. 57 Abs. 5 Satz 5 EEG-Entwurf 2016

Grundsätzlich gilt nach § 27 Abs. 1 EEG-Entwurf 2016 ein Aufrechnungsverbot zugunsten des Anlagenbetreibers. Dieses wurde bereits mit dem EEG 2004 eingeführt und verbietet dem Netzbetreiber, bestrittene oder nicht rechtskräftig festgestellte Rückforderungsansprüche mit laufenden Vergütungsansprüchen zu verrechnen.

Nach der Gesetzesbegründung war das Aufrechnungsverbot aufgrund der ansonsten völlig übermächtigen Stellung des Netzbetreibers notwendig geworden. Es sollte verhindert werden, dass das Prozessrisiko auf Anlagenbetreiber abgewälzt wird. Gleichwohl wird das Aufrechnungsverbot durch die Regelung in § 57 Abs. 5 Satz 5 EEG-Entwurf 2016, welche bestimmt, dass das Verbot auf die Konstellationen nach § 57 Abs. 5 Satz 4 EEG-Entwurf 2016 keine Anwendung findet, ausgeschlossen.

Diese Regelung widerspricht eklatant dem Gesetzeszweck. Der Netzbetreiber kann also auch eine bestrittene und nicht rechtskräftig festgestellte Forderung wegen zu viel gezahlter Förderung mit Forderungen des Anlagenbetreibers nach § 19 Abs. 1 EEG-Entwurf 2016 auf Förderung aufrechnen. Die derzeitige Praxis zeigt, dass diese Rückausnahme Anlagenbetreiber in eine sehr unterlegene Position bringt. Warum das sonst bestehende und nach § 27 Abs. 1 EEG-Entwurf 2016 geschützte Interesse des Anlagenbetreibers, die Förderung auch ohne gerichtliche Auseinandersetzung zu erhalten, hier nicht schutzwürdig sein soll, erschließt sich nicht. Das Interesse des Anlagenbetreibers an der Erhaltung seiner Liquidität steht in der hier vorzunehmenden Abwägung nicht hinter dem öffentlichen Interesse zurück, einen schnellen und effektiven Ausgleich zu gewährleisten.

i. 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.

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