



Stellungnahme des Bundesverbandes Wind-Energie e.V. zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG, des KWKG, des EnWG und weiterer energierechtlicher Vorschriften (BT-Drs. 19/5523)

16.11.2018

Einleitung:

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) begrüßt, dass die Koalition damit beginnt, die energiepolitische Agenda des Koalitionsvertrages noch 2018 umzusetzen. Die Windenergie als Leistungsträgerin der Energiewirtschaft ist angesichts langer Planungsvorläufe und Genehmigungsverfahren auf langfristig stabile Rahmenbedingungen angewiesen. Wir begrüßen ausdrücklich, dass der Gesetzentwurf die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen in die Umsetzung bringen soll. Dabei wird jedoch ein wichtiger Schritt ausgelassen: Die Verankerung des 2030-Ziels – 65 Prozent Erneuerbare Energien - im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Der Gesetzentwurf zielt mit dem Anspruch Innovationspotentiale heben zu wollen in die richtige Richtung. Der vorliegende Entwurf eignet sich aus Sicht des BWE jedoch nicht, Innovationen beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren stärker in den Fokus zu rücken. Im Gegenteil, die jetzt angedachten Maßnahmen würden Innovationspotentiale blockieren. Insbesondere sollte dringend auf die vorgesehene Streichung der Entschädigungszahlungen bei netzbedingten Abregelungen für die in den Innovationsausschreibungen 2019 bezuschlagten Mengen verzichtet werden.

Weiterhin fehlt in den vorliegenden Entwurf die im Koalitionsvertrag geforderten innovativen Vermarktungskonzepte für erneuerbare Energien. Hierzu hat der BWE mit dem Marktentwicklungsmodell bereits einen strukturierten und kostenneutralen Vorschlag unterbreitet.

Außerdem ist es enttäuschend, dass sich die Regierungsfractionen nicht darauf einigen konnten mit einer regionalen Komponente dem Ausbau in ganz Deutschland einen Anreiz zu geben.

Wichtig erscheint uns, dass die von den Regierungsfractionen vereinbarte Arbeitsgruppe zu Akzeptanzmaßnahmen und Planungsgrundlagen alle beteiligten Akteure einbindet. Bereits seit Juli arbeitet die Plattform Genehmigungssituation der Fachagentur Windenergie an Land unter Einbindung von Bundesministerien, Landesministerien, kommunalen Spitzenverbänden, Naturschutz- und Wirtschaftsverbänden an Lösungsvorschlägen. Wir erwarten eine Einbeziehung der Windbranche, mindestens aber der Fachagentur Wind an Land.



Die Koalition will erst im Herbst 2019 entscheiden, wie sich die technologiespezifischen Ausbaupfade bis 2030 entwickeln müssen, um das Ziel von 65 Prozent Erneuerbaren Energien (EE) zu erreichen. Dies ist angesichts von Planungszeiträumen von mindestens drei bis fünf Jahren sehr spät. Zur Zielerreichung sind nach Einschätzung des BWE zwischen 4.500 und 5.000 MW Zubau von Windenergie an Land pro Jahr erforderlich. Damit die hierfür erforderlichen Flächen bereitstehen und Planungen rechtzeitig angepasst werden können, muss die Festlegung schnell erfolgen.

Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung wird zeitnah den Zeitplan für die Rückführung der Braunkohleverstromung vereinbaren. Daher ist es notwendig, den Umbau unseres Energiesystems zügig und im Dialog mit den Menschen fortzuführen. Die Energiewende braucht wieder eine positive politische Kommunikation, die die Menschen mitnimmt.

Der BWE bittet Bundesregierung und Bundestagsfraktionen, die folgenden Hinweise und Änderungsvorschläge zu berücksichtigen.



Die wichtigsten Punkte:

1. 65-Prozent-Ziel im EEG verankern

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel eines Anteils Erneuerbarer Energie von 65 Prozent formuliert. Dieses Ziel muss verbindlich im EEG verankert werden. Anhand dieses gesetzlichen Zieles muss ein Zeit- und Mengengerüst aufgestellt werden. Trotz der begrüßenswerten Sonderausschreibungsmengen bis 2021 ist weitere Planungssicherheit bis 2030 durch den Gesetzentwurf nicht gegeben. Da Projekte in der Onshore-Windenergie drei bis fünf Jahre und im Bereich Offshore-Windenergie fünf bis sieben Jahre Vorlauf benötigen, drängt die Zeit. Ende 2018/ Anfang 2019 werden die Vorschläge der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung veröffentlicht, die für das 65-Prozent-EE-Ziel wichtige Rahmenbedingungen setzt. Die Vorschläge müssen dann schnellstmöglich politisch bewertet und in technologiespezifische Ausbaupfade überführt werden, um der Windindustrie ein Zeit- und Mengengerüst zu geben, das Standortentscheidungen für Deutschland begünstigt.

2. Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

Der Bundesverband WindEnergie e.V. begrüßt die Einführung einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) von Windenergieanlagen. Seit Jahren setzt sich die Branche für dieses Thema ein, da ihr völlig klar ist, dass es sich dabei um einen wichtigen Baustein für die Akzeptanz der Energiewende handelt. Den größten Teil der Zeit könnte die sogenannte Befeuerung der Anlagen nachts ausgeschaltet sein und sich nur bei Bedarf anschalten, wenn sich ein Luftfahrzeug nähert. Die im Gesetzentwurf enthaltene Regelung ist im Ansatz gut, muss allerdings klar eine Technologieoffenheit und realistische Fristen beinhalten. Außerdem darf eine Verpflichtung zum Einsatz der BNK nur bestehen, wenn eine solche an dem jeweiligen Standort zuvor die erforderliche luftverkehrsrechtliche Genehmigung erhalten hat. Betreiber von Bestandsanlagen müssen die Möglichkeit erhalten, dass bei einer wirtschaftlichen Härte die Umrüstungspflicht ausgesetzt wird

3. Sondervolumen

Im Koalitionsvertrag waren konkret benannte Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land und Fotovoltaik sowie ein nicht näher bezeichneter Beitrag der Offshore Windenergie vereinbart. Diese Sonderausschreibungen sollten einen Beitrag liefern, um die Lücke bei den Klimaschutzzielen 2020 zu verkleinern. Der BWE begrüßt, dass die Sonderausschreibungen nun auf den Weg gebracht werden. Das aufwachsende Ausschreibungsvolumen und die Streckung bis in das Jahr 2021 ist akzeptabel, wenn folgende Bedingungen erfüllt werden: Diese Sonderausschreibungen müssen in ein konsistentes Zeit- und Mengengerüst bis 2030 eingebettet werden. Parallel dazu muss gemeinsam mit den Bundesländern die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren massiv vorangetrieben werden. Um die Zahl der Ausschreibungsrunden im Rahmen zu halten, sollten zumindest ab 2020 Volumen in bestehenden Runden aufgestockt werden, anstatt sie in zusätzlichen Runden auszuschreiben. Dies reduziert den Aufwand der ausschreibenden Behörde und der Bieter. Das Volumen bezuschlagter, aber nicht-realisiertes Projekte sowie das aufgrund unzureichender Gebote nicht bezuschlagte Volumen sollten grundsätzlich dem Ausschreibungsvolumen in späteren Runden des Folgejahres wieder aufgeschlagen werden. Der BWE hatte dazu bereits vorgeschlagen, den § 28 EEG 2017 (Ausschreibungsvolumen) um einen Absatz zu ergänzen, der bestimmt, dass sich das Ausschreibungsvolumen um die Mengen erhöht, die entwertet wurden und die Mengen, die erloschen sind. Eine auf drei Jahre verzögerte erneute Ausschreibung nicht bezuschlagter Volumen würde das Ziel der Mengensteuerung aufweichen und das Erreichen der Ausbauziele verschleppen. Zusätzlich sieht der Gesetzentwurf keine Übertragung der nicht bezuschlagten Mengen aus 2018 nach 2019 vor. Dabei handelt es sich um ca. 370 MW, was eine erhebliche Reduzierung des Sondervolumens bedeutet.

Dass die im Koalitionsvertrag noch unkonkret angekündigte Sonderausschreibung im Bereich der Offshore-Windenergie nicht definiert wurde, ist ein schlechtes Signal. Entsprechend der Vorschläge der Küstenländer und Interessenvertreter der Offshore-Windindustrie sollten freie Anschlusskapazitäten an bestehenden Konvertern in der Nordsee (NOR3-3) sowie ein zusätzlicher Beitrag in der Ostsee mit einer Leistung von insgesamt 1,5 GW kurzfristig beschlossen und noch im Jahr 2019 ausgeschrieben werden, um die erwartete Offshore-Windenergie Ausbaudelle möglichst gering zu halten. Nach Aussage der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber TenneT und 50Hertz würden dadurch Leerstände bei Netzanschlüssen vermieden und der Strom ließe sich in das Übertragungsnetz integrieren. Mindestens wäre es erforderlich, die freien Netzkapazitäten in Nord- und Ostsee jetzt auszuschreiben und eine Anpassung des Ausbauziels auf mindestens 20 Gigawatt im Jahr 2030 vorzunehmen.

4. Innovationsausschreibung

Das Volumen der Innovationsausschreibungen anzuheben ist richtig, sollte aber nicht zu Abzügen bei den technologiespezifischen Auktionsmengen führen, sondern diese ergänzen. Es ist nicht zielführend die Verordnungsermächtigung mit kleinteiligen Anforderungen an das Ausschreibungsdesign zu verengen. Ziel muss es sein, großtechnisch Effizienzgewinne in kombinierten EE-Anlagen mit Speichertechnologien, Sektorenkopplung und innovativen Vermarktungsmodellen realisierbar zu machen. Natürlich sind Elemente im Ausschreibungs- und Strommarktdesign anzupassen, um mit den Innovationen eine optimierte Systemintegration in Netz und Markt zu gewährleisten. Eine Evaluierung kann allerdings erst auf der Grundlage von ersten Ausschreibungs-, Installations- und Betriebserfahrungen mit innovativen Projekten erfolgen. Das bedeutet nach den ersten Realisierungen. Eine Erweiterung des Innovationsausschreibungsvolumens auf Basis einer soliden Evaluierung macht Sinn. Eine generelle Übertragung auf reguläre Ausschreibungen ist aufgrund unterschiedlicher technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen nicht möglich.



Inhaltsverzeichnis

I.	65%-Ziel – Aufnahme in das EEG	6
II.	Einführung einer Bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung § 9 Absatz 8	6
III.	Sondervolumen, § 28 EEG Absatz 1 und Absatz 1a	9
IV.	Anpassung des Höchstwertes durch BNetzA, § 85a EEG	9
V.	Innovationsausschreibungen, §§ 28 EEG Absatz 6, 39j und 88d	9
VI.	Pilotwindenergieanlagen.....	11
VII.	EE in den Redispatch (EEG und EnWG)	12
VIII.	Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land, § 36 e EEG.....	17
IX.	Weiterer Änderungsbedarf im EEG	19
X.	Ergänzung Grundsätze der Raumordnung / Planungsbeschleunigung	30
XI.	Vermarktung der Grünstromgemeinschaft.....	30
XII.	Beteiligung der Standortkommunen und der Bürger gewährleisten – Akzeptanz sichern	31



Der Bundesverband WindEnergie e.V. nimmt zu dem Gesetzesentwurf wie folgt Stellung:

I. 65%-Ziel – Aufnahme in das EEG

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel eines Anteils Erneuerbarer Energien von 65 Prozent formuliert. Dieses Ziel muss verbindlich im EEG verankert werden. Es bildet die Basis dafür, dass ein Zeit- und Mengengerüst aufgestellt werden kann.

Vorschlag des BWE hierzu:

§ 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 wird wie folgt geändert:

„55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035“ wird ersetzt durch „65 Prozent bis zum Jahr 2030“

II. Einführung einer Bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung § 9 Absatz 8

Der Bundesverband WindEnergie e.V. begrüßt die Einführung einer bundeseinheitlichen Regelung für die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK) von Windenergieanlagen. Seit Jahren setzt sich die Branche für dieses Thema ein, da ihr völlig klar ist, dass es sich dabei um einen wichtigen Baustein für die Akzeptanz der Energiewende bei den Anwohnern handelt. Den größten Teil der Zeit könnte die sogenannte Befeuern der Anlagen nachts ausgeschaltet sein und sich nur bei Bedarf anschalten, wenn sich ein Luftfahrzeug nähert.

Die im Gesetzesentwurf enthaltene Regelung ist im Ansatz gut, muss allerdings klar eine Technologieoffenheit und realistische Fristen beinhalten. Außerdem darf eine Verpflichtung zum Einsatz der BNK nur bestehen, wenn eine solche an dem jeweiligen Standort zuvor die erforderliche luftverkehrsrechtliche Genehmigung erhalten hat. Eine solche Genehmigung kann regelmäßig erst nach Vorliegen der BImSchG-Genehmigung beantragt werden. Deshalb braucht es angemessene Übergangszeiträume für die Umsetzung.

Betreiber von Bestandsanlagen müssen die Möglichkeit erhalten, dass bei einer wirtschaftlichen Härte die Umrüstungspflicht ausgesetzt wird. Deshalb schlägt der BWE Änderungen im Entwurf.

Änderungsvorschlag des BWE:

„3. Dem § 9 wird folgender Absatz 8 angefügt:

„(8) Betreiber von Windenergieanlagen an Land und auf See müssen ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ausstatten. Diese Pflicht nach Satz 1 gilt für Windenergieanlagen an Land und auf See, die



1. nach dem ... [einfügen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 20 Absatz 1] in Betrieb gegangen sind, ab dem 1. Januar 2020 und

2. ~~vor~~ zwischen dem 01.01.2006 und dem ... [einfügen: Tag vor dem Inkrafttreten nach Artikel 20 Absatz 1] in Betrieb gegangen sind, ab dem 1. Januar 2021.

Die Pflicht nach Satz 1 kann durch eine den Regelungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, Anhang 6, in der jeweils geltenden Form entsprechende Lösung erfüllt werden. eine Einrichtung zur Nutzung von Signalen von Transpondern von Luftverkehrsfahrzeugen erfüllt werden. Betreiber von Windenergieanlagen nach Satz 2 Nr. 1 kommen ihrer Verpflichtung nach Satz 1 nach, wenn sie innerhalb eines Jahres nach Inbetriebnahme der Windenergieanlagen die projektspezifische gutachterliche Stellungnahme bezüglich der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung bei der Flugsicherungsorganisation nach § 31 b Abs. 1 Satz 1 LuftVG beantragen und die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung unverzüglich umsetzen, sobald ihnen die hierfür erforderliche Genehmigung vorliegt.

Eine Verpflichtung besteht nicht, wenn die für den Einsatz eines Systems zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung am konkreten Standort erforderliche Zustimmung der zuständigen Landesluftfahrtbehörde oder im Fall der Ausschließlichen Wirtschaftszone des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur versagt worden ist.

Von der Pflicht nach Satz 1 kann die Bundesnetzagentur auf Antrag im Einzelfall insbesondere für kleine Windparks Ausnahmen zulassen, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist.

Zur Gesetzesbegründung:

Zu Nummer 3

Windenergieanlagen blinken in der Nacht rot, um für Flugzeuge erkennbar zu sein. Damit blinken die Anlagen den größten Teil (95 – 100 Prozent) des Jahres völlig unnötig, da sich die meiste Zeit keine Luftfahrzeuge im Windpark-Umfeld bewegen. Seit September 2015 gibt es die Möglichkeit der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung. D.h. vom Windpark aus wird der Himmel durchgehend nach Bewegungen von Luftfahrzeugen abgetastet und sobald ein Flugzeug/ Helikopter erfasst wird, fängt der Windpark an rot zu blinken. Die restliche Zeit bleibt der Windpark dunkel.

Immer mehr Betreiber planen diese Möglichkeit zu nutzen. Aufgrund der langen Planungsphasen und der bislang fehlenden bundesweiten Verpflichtung zur Umsetzung einer bedarfsgesteuerten Kennzeichnung, ist die Anzahl der Projekte noch überschaubar. Dennoch sind bereits rund 25 Projekte für mehr als 1.000 Bestands- und Neuanlagen in der Realisierungsphase.

~~*Bisher planen nur sehr wenige Betreiber diese Möglichkeit zu nutzen. Grund dafür: Rechtlich zugelassen sind bisher nur sehr teure Radaranlagen (aktuell bei rund 100.000 € pro Windenergieanlage). Ein*~~



~~wesentlicher Nachteil, der einer flächendeckenden Einführung entgegensteht: Für das derzeit am häufigsten genutzte System ist die Zuweisung einer Radarfrequenz durch die BNetzA erforderlich. Radarfrequenzen sind nach heutiger Einschätzung nicht flächendeckend vorhanden.~~

~~Eine Alternative zu den teuren Radaranlagen ist die Nutzung von Transpondersignalen. Transponder haben heute alle Flugzeuge an Bord, die in der Nacht fliegen. Transponder senden Signale aus, die durch sehr einfache und kostengünstige Antennen empfangen werden können, so auch von Antennen in Windparks. Diese technische Lösung bietet drastische Kostenvorteile. Die Kosten für die Empfänger der Transpondersignale liegen für einen gesamten Windpark (Radius 10 km) bei rd. 30.000 € einmalig.~~

~~Bei diesen geringen Kosten können sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen grundsätzlich entsprechend ausgerüstet werden, ohne dass eine Erhöhung der EEG-Förderkosten aufgrund von verfassungsrechtlichen Vorgaben notwendig ist. Die Bundesnetzagentur kann auf Antrag hin, insbesondere kleine Windparks von der Pflicht ausnehmen, sofern die Ausrüstung der Anlagen mit dieser Technik wirtschaftlich unzumutbar ist.~~

Vor diesem Hintergrund ist nach dem neuen § 9 Absatz 8 EEG 2017 die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen an Land unter Berücksichtigung der verfassungsrechtlich notwendigen Übergangsvorschriften für alle Windenergieanlagen, also sowohl Bestands- als auch Neuanlagen, verpflichtend. Die Pflicht kann technologieoffen durch unterschiedliche Technologien (Aktivradarsystem, Passivradarsysteme wie auch Sekundärradarsystem) erfüllt werden. Eine zusätzliche technische Möglichkeit kann dabei zukünftig in der Nutzung von Sekundärradarsystemen (u.a. Transponder) liegen, insbesondere um möglichst kurzfristig und möglichst flächendeckend auch Bestandsanlagen mit einem System bedarfsgerechter Nachtkennzeichnung auszurüsten. So senden praktisch alle heute in der Nacht fliegenden Luftfahrzeuge Signale aus, die durch Antennen in Windparks empfangen und insoweit grundsätzlich für die Einrichtung einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung genutzt werden können. Nach der Anlage 6 zur AVV Kennzeichnung sind Sekundärradarsysteme bislang nicht für einen Einsatz als bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung zugelassen; eine entsprechende Änderung der AVV wird derzeit geprüft, um einen möglichst weitreichenden und technologieoffenen Einsatz von Systemen der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung zu ermöglichen. Sobald Sekundärradarsysteme mit konkreten technischen Vorgaben in die Anlage 6 zur AVV Kennzeichnung aufgenommen worden sind, stellen diese ebenfalls eine zulässige Möglichkeit der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung dar.

~~Ausreichend nach Satz 2 ist die Ausstattung der Anlagen mit technischen Einrichtungen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung, die die Signale von Transpondern verwenden, selbst dann, wenn diese Technik noch nicht luftverkehrstechnisch zugelassen ist. Die Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrhindernissen wird aber zeitnah entsprechend angepasst, so dass künftig auch eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung auf der Grundlage der Transpondertechnik grundsätzlich zulässig ist.~~



III. Sondervolumen, § 28 EEG Absatz 1 und Absatz 1a

Im Koalitionsvertrag waren konkret benannte Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land und Fotovoltaik sowie ein nicht näher bezeichneter Beitrag der Offshore Windenergie vereinbart. Diese Sonderausschreibungen sollten einen Beitrag liefern, um die Lücke bei den Klimaschutzzielen 2020 zu verkleinern.

Der BWE begrüßt, dass die Sonderausschreibungen nun auf den Weg gebracht werden. Das aufwachsende Ausschreibungsvolumen und die Streckung bis in das Jahr 2021 hinein ist akzeptabel, wenn folgende Bedingungen erfüllt werden: Diese Sonderausschreibungen müssen in ein konsistentes Zeit- und Mengengerüst bis 2030 eingebettet werden. Parallel dazu müssen gemeinsam mit den Bundesländern die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und der Abbau von administrativen Hemmnissen massiv vorangetrieben werden. Das Volumen bezuschlagter, aber nicht-realisierter Projekte sowie das aufgrund unzureichender Gebote nicht bezuschlagte Volumen sollten grundsätzlich dem Ausschreibungsvolumen in späteren Runden des Folgejahres wieder aufgeschlagen werden. Der BWE hatte dazu bereits vorgeschlagen, den § 28 EEG 2017 (Ausschreibungsvolumen) um einen Absatz zu ergänzen, der bestimmt, dass sich das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr um die Mengen erhöht, die entwertet wurden und die Mengen, die erloschen sind. Eine um drei Jahre verzögerte Neuausschreibung des nicht bezuschlagten Volumens allein, reicht zur verlässlichen Mengensteuerung nicht aus und verzögert das Erreichen der Ausbauziele.

IV. Anpassung des Höchstwertes durch BNetzA, § 85a EEG

Der BWE sieht in der Änderung des §85a EEG zur Anpassung des Höchstwertes eine sinnvolle Präzisierung. Der BNetzA werden damit größere Spielräume eingeräumt auf die Entwicklungen innerhalb der Windenergiebranche zu reagieren und langfristig verlässliche Rahmenbedingungen zu gestalten. Die klarstellende Aufnahme des Begriffs „Stromgestehungskosten“ ist sinnvoll.

V. Innovationsausschreibungen, §§ 28 EEG Absatz 6, 39j und 88d

Das Volumen der Innovationsausschreibungen anzuheben ist richtig. Es ist jedoch nicht zielführend, die Verordnungsermächtigung mit kleinteiligen technischen Anforderungen an das Ausschreibungsdesign zu verengen. Ziel muss sein, großtechnisch Effizienzgewinne in kombinierten EE-Anlagen mit Flexibilitätsoptionen wie P2X und innovativen Vermarktungsmodellen realisierbar zu machen. Die Verschiebung des Zeitraums für die Innovationsausschreibung ist richtig und nötig, da bisher keine sinnvolle Ausgestaltung der Ausschreibung entwickelt worden ist.

Die Einführung von Ausschreibungsdesignelementen, wie das Wegfallen der Härtefallregelung (§39j neu), die Einführung einer fixen Marktprämie, das Wegfallen von Vergütungen bei negativen Preisen (§88d neu Satz 2 a-c) bringen allein noch keine Innovationen hervor. **Deshalb lehnt sie der BWE als Innovationsmerkmale ab.**

Wir empfehlen eine konsistent und ambitioniert ausgestaltete Innovationsausschreibung über die gesamte Phase der Pilotausschreibung, die auch tatsächliche technologische Innovation und innovative Betriebsweisen anreizt. Entsprechend sind die in der Verordnungsermächtigung enthaltenen Strukturelemente der Bezuschlagung bei Unterdeckung keine Innovation. Grundsätzlich müssen, wenn man dem Ausschreibungsprinzip als wettbewerbliches Preisfindungsinstrument stringent folgt, auch Unterdeckungen von Runden möglich sein, um den Markt auf derlei Entwicklungen reagieren zu lassen. Deshalb sind zu hohe regulative Eingriffsmöglichkeiten seitens der Bundesnetzagentur abzulehnen. Vielmehr kann der Wettbewerb innerhalb der Innovationsausschreibung mit anderen Mitteln als einer Begrenzung der Menge, z.B. der Vorgabe von Ausschreibungsrahmen nicht nur transparenter, sondern auch fairer für die innovativen Akteure sichergestellt werden.

§ 39j Absatz 1 Satz 3 EEG 2017 fordert eindeutig dazu auf, Gebote auch für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener Erneuerbarer Energien abzugeben. Die besondere Hervorhebung dieses Aspekts in der Verordnungsermächtigung im § 88d Nr. 4 b) (neu) unterstützen wir ausdrücklich. **Netz- und Systemdienlichkeit sollten Kernelemente der Innovationsausschreibung sein.** Dies ist sowohl in der Vereinbarung der Koalitionspartner vom 30.10.2018, als auch an mehreren Stellen in der Gesetzesbegründung des Energiesammelgesetzes so formuliert. Deshalb ist nicht nachvollziehbar, dass durch die Änderung der Verordnungsermächtigung zur Innovationsausschreibung ein wesentliches Element, – der Beitrag von Anlagen zum optimierten Netzbetrieb – herausgestrichen wurde. Wir empfehlen, diese Herausnahme im parlamentarischen Prozess wieder rückgängig zu machen.

Änderungsvorschlag des BWE:

§ 88d Satz 1 EEG:

Die Bundesregierung wird ermächtigt durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Innovationsausschreibungen für besonders netz- und systemdienliche Anlagen nach §39j einzuführen;

1.(...)

e) zu den Zuschlagsverfahren ~~insbesondere Regelungen, die Ausschreibungsvolumen bei Unterzeichnung in Abhängigkeit von der Gebotsmenge reduzieren,~~

2. (...)

a) für elektrische Arbeit pro Kilowattstunde ~~insbesondere auch durch die Zahlung von technologie-neutralen fixen Marktprämien und dem Ausschluss einer Zahlung bei negativen Preisen,~~

b) wird a) und c) wird b)

3. (...)

a) (...)

b) zu Beiträgen von Anlagen zu einem optimierten Netzbetrieb mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

b) wird c)

~~c) wird d) zur besseren Nutzung der Netzanschlusskapazität, insbesondere können von den Anlagenbetreibern auch Zahlungen für Netzkapazitäten verlangt werden,~~

e) zu Beiträgen von Anlagen zur Netzstabilität oder -sicherheit,

d) wird f)

f) wird g)

VI. Pilotwindenergieanlagen

Wird eine Pilotwindenergieanlage im Jahr 2019 in Betrieb genommen, bemisst sich der anzulegende Wert nach § 46b Abs. 1 EEG 2017. Grundlage hierfür bildet der Durchschnitt der höchsten bezuschlagten Gebotswerte in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017. Diese waren aufgrund der hohen Teilnahme von Projekte ohne Genehmigung mit Realisierungsfrist von bis zu 4 ½ Jahren an den Ausschreibungen sehr gering: 5,78 Cent/kWh (1. Mai), 4,29 Cent/kWh (1. Aug.) sowie 3,82 Cent/kWh (1. Nov.). Daraus ergibt sich, bezogen auf den normierten 100% Standort, ein anzulegender Wert von 4,63 Cent/kWh.

Eine wirtschaftliche Errichtung und Betrieb von Pilotwindenergieanlagen ist mit diesen Werten kaum möglich. Der Wert kann sogar deutlich unterhalb des zu erwartenden Zuschlagsniveaus der regulären Ausschreibungen für Onshore-WEA 2019 liegen, was nicht im Sinne des Gesetzgebers sein kann.

Der Gesetzgeber will die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen gerade fördern, nimmt diese von der Ausschreibungspflicht aus und sieht einen Zuschlagswert der durchschnittlich bezuschlagten Projekte des Vorvorjahres vor, um den wirtschaftlich aufwendigeren Betrieb von Pilot-WEA zu ermöglichen.

Zweck der Ausnahme der Pilotwindenergieanlagen von der Ausschreibungspflicht und des gesetzlichen Vergütungsanspruchs (§ 46 ff.) ist die Stärkung des „Forschungs- und Entwicklungsstandortes Deutschland“ (BT-Drs. 18/8860 v. 21.06.2016, S. 198). Praktisch kann dies aber nur erreicht werden, wenn Pilotwindenergieanlagen auch errichtet werden. Hierzu müssen die Hersteller in der Praxis aber mit Kunden zusammenarbeiten, da ihnen oft selbst die entsprechenden Flächen zur Errichtung der Anlagen fehlen. Den Kunden muss als Vorhabenträger dann aber eine bestimmte Wirtschaftlichkeit ermöglicht werden, da diese sonst keinen Grund einer Investition sehen. Dies dürfte der Gesetzgeber erkannt und daher auch eine Vergütung festgelegt haben.

Die Regelung geht aber fehl, wenn sie nicht geeignet ist, die Aufstellung von Pilotwindenergieanlagen zu ermöglichen.

Änderungsvorschlag des BWE hierzu:

Anpassung des § 46b EEG: Für in 2019 in Betrieb genommene Pilotwindenergieanlagen gilt der Durchschnittswert aus 2018. Ab 2018 ist die Verzerrung durch die Bezuschlagung von Projekten ohne Genehmigung mit langen Realisierungsfristen aufgehoben. Eine Ausrichtung an den Ergebnissen der Ausschreibungen in 2018 ist daher sachgerecht. Die bis Mitte 2020 beschlossene Genehmigungspflicht ist möglichst schon im Rahmen dieser EEG-Novelle dauerhaft fortzuschreiben.

VII. EE in den Redispatch (EEG und EnWG)

1. Erneuerbare in den Redispatch – EnWG

Zum jetzigen Zeitpunkt lehnt der BWE auf Grund der völligen Intransparenz der heutigen Verfahren die Einbeziehung von Erneuerbaren-Energien -Anlagen in den negativen regulären Redispatch ab. Grundsätzlich verschließen wir uns jedoch einer Diskussion über eine situative Einbeziehung der Erneuerbaren in den Redispatch nicht, sofern spezifizierte Bedingungen (z.B. keine Erhöhung der CO2 Emissionen, Nutzen vor Abregeln etc.) angemessen berücksichtigt werden.

1.1 Inkrafttreten

Die Streichung der Regelungen zum Einspeisemanagement sowie die entsprechenden neuen Formulierungen im EnWG hierzu treten nach Wortlaut des Artikel 20 Absatz 5 erst mit Wirkung zum 1. Oktober 2020 in Kraft. In der Gesetzesbegründung wird der 1. Januar 2020 genannt. Hier bitten wir zunächst um Klarstellung zum Termin des Inkrafttretens.

Ferner weist der BWE darauf hin, dass eine unterjährige Umstellung für die Branchenteilnehmer problematisch ist. Da hier vor allem Anpassungen von Direktvermarktungsverträgen erfolgen müssen, die üblicherweise zum 1. Januar eines Jahres geschlossen werden.

1.2 Änderungen im EnWG

1.2.1 Zu §13 Abs. 1a und Abs. 3 EnWG: Klare Definition der Einsatzkriterien

Im neu einzufügenden § 13 Abs. 1a heißt es: „Der einheitliche kalkulatorische Preis ist so zu bestimmen, dass die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgt, wenn in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann (Mindestfaktor).“

Der Mindestfaktor muss so gewählt werden, dass hinsichtlich der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung sehr klar zwischen vorrangberechtigter EE- und KWK-Erzeugung und nichtvorrangberechtigter anderer Erzeugung differenziert werden kann. Von der Höhe des Mindestfaktors hängt ab, inwiefern der aus Klimaschutzgründen notwendige Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien weiterhin gewährleistet wird. Der einheitliche kalkulatorische Preis ist in diesem Fall nicht der Preis, der bei einer Entschädigung anzusetzen ist, sondern dient als Berechnungsgrundlage für die Entscheidung zum Abschalten erneuerbarer oder konventioneller Anlagen.

Der im Gesetzesentwurf vorgeschlagene Mindestfaktor orientiert sich an den Ergebnissen der für das BMWi erstellten Studie¹ zur Einbeziehung der Erneuerbaren Energien in den Redispatch. In der Studie für das BMWi führt ein fiktiver Abregelpreis mit einem Faktor drei zu einer Reduktion des jährlichen Redispatch-Volumens (TWh)- und damit der Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung (TWh)- um 26 Prozent, während ein Faktor 10 zu einer Reduktion um 23 Prozent führt. Daher ist der Mindestfaktor, also der Preis, der angesetzt wird, um die kalkulatorischen Kosten zu bestimmen, so hoch zu wählen, dass die Abschaltung der Erneuerbare-Energien-Anlagen nur dann vorrangig gegenüber den konventionellen Anlagen erfolgt, sofern mit den Erneuerbaren mindestens das 20-fache an Entlastung des jährlichen Redispatchvolumens erreicht werden kann. Der Mindestfaktor sollte dabei mindestens 10 betragen. Bezogen auf die Erzeugungsleistung (MW) bedeutet ein Faktor von 10, dass mit 1 MW einbezogener EE Erzeugung 10 MW fossiler Redispatch Einsatz (in der jeweiligen Situation) vermieden werden kann.

Wichtig ist, dass die BNetzA den Mindestfaktor so wählt, dass möglichst wenig EE abgeregelt werden müssen, bei ausreichend großer Wirkung auf das Redispatch Volumen. Die im Gesetzesentwurf vorgeschlagene Spannweite vom fünf- bis fünfzehnfachen ist daher nicht sachgerecht. Wir weisen darüber hinaus ausdrücklich auf einen transparenten Prozess bei der Findung des Mindestfaktors durch die BNetzA hin. Es muss sichergestellt werden, dass es für alle Akteure und Außenstehende nachvollziehbar ist, wie der Mindestfaktor ermittelt wird.

Änderungsvorschlag des BWE:

§ 13 Absatz 1a:

„..., wenn dadurch in der Regel mindestens ~~das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache~~ das Zwanzigfache an Reduzierung des jährlichen Redispatchvolumens (TWh) von nicht vorrangberechtigter Erzeugung² ersetzt werden kann. (~~Mindestfaktor~~) Der dazu festgesetzte Mindestfaktor beträgt mindestens 10.“

¹ Consentec, BBH, Ecofys (2018) Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz

² Konventionelle Kraftwerke und Netzreserve

Nach dem neuen Absatz 3 kann von den Anforderungen aus Absatz 1 und 2 abgewichen werden. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, soweit die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindestspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen sind und keine technisch gleich wirksame andere Maßnahme verfügbar ist (netztechnisch erforderliches Minimum). In der Gesetzesbegründung sollten zum netztechnisch erforderlichen Minimum zahlreiche positive und negative Beispiele aufgenommen werden, um hier Rechtssicherheit und Klarheit zu schaffen. Als negatives Beispiel (also, dass es sich um kein netztechnisches Optimum handelt) könnte u.a. das Durchlaufenlassen des Kraftwerks aufgeführt werden, etwa zur Eigenversorgung oder weil es Verpflichtungen für Wärmelieferungen gibt. Ein positives Beispiel wäre z.B. der Teil der Kraftwerksleistung, der zur Erbringung von negativer Regelleistung am Netz sein muss. Die Differenz zwischen der kontrahierten negativen Regelleistung und der technischen Mindesterzeugung des Kraftwerks muss möglichst klein sein, um zu verhindern, dass viele einzelne konventionelle Anlagen jeweils nur einen kleinen Teil an Regelleistung bereitstellen, aber mit ihrer jeweiligen Mindestleistung das „Netz blockieren“.

1.2.2 Zu § 13a Abs. 1 EnWG:

Forderung zur Klarstellung, dass nicht alle Windenergieanlagen bei Stillstand Blindleistung und Wirkleistung bereitstellen können

Die Blindleistungsbereitstellung durch Windenergieanlagen ist in der Regel nicht oder nur eingeschränkt durch Bestandsanlagen leistbar und hängt von den vorhandenen technischen Einrichtungen und dem Windangebot ab.

Eine Erhöhung der Wirkleistung ist für Windenergieanlagen nicht möglich / finanziell zumutbar, außer sie sind ohnehin mit einem Speicher ausgestattet. Andernfalls müssten sie gedrosselt fahren, um die Wirkleistung später erhöhen zu können.

In den aktuellen technischen Anschlussregeln (z.B. VDE- AR- N 4110 Kapitel 10.2.4.2 - Netzsicherheitsmanagement und 10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen) sind die Anforderungen an Erzeugungsanlagen beim Netzsicherheitsmanagement detailliert beschrieben. Die Anforderungen des EnWG sollten nicht darüber hinausgehen. In den technischen Anschlussregeln ist klar geregelt, dass die Erfüllung von Anforderungen nur bei ausreichendem Windangebot gefordert wird.

Änderungsvorschlag des BWE hierzu:

„§13a wird wie folgt geändert:

3. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. Für die Gewährleistung der technischen Sicherheit gilt dabei § 49. Satz 1 gilt nicht bei technologiespezifischen bzw. anlagenspezifischen Beschränkungen sowie bei bestehenden gesetzlichen oder vertraglichen abweichenden Regelungen. Eine Anpassung ...“

1.2.3 Zu §13 a Abs. 1a EnWG: Informationspflicht

„Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten.“

Der BWE begrüßt, dass der Gesetzesvorschlag die „unverzügliche“ Information vorsieht. In der Praxis hat die unverzügliche Information (d.h. spätestens bei Beginn der EinsMan-Maßnahme) durch den Netzbetreiber an den Direktvermarkter/ Anlagenbetreiber bisher allerdings selten oder nie stattgefunden. Auch eine alleinige Veröffentlichung auf einer Website, wie sie bisher von vielen Netzbetreibern durchgeführt wird, ist nicht für eine unverzügliche Informationsweitergabe geeignet. Die Mitteilung muss vielmehr auf direktem elektronischen Wege unmittelbar erfolgen.

Sinn und Zweck der unverzüglichen Informationspflicht muss es sein, dass beim Bilanzausgleich durch den Netzbetreiber keine Gegenhandelsgeschäfte im EinsMan-Fall durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgen. Dieser würde nämlich, wenn er Fehlmengen bemerkt und nicht weiß, dass es sich um einen Einspeisemanagementfall handelt, bspw. am Intraday-Markt nachbeschaffen.

1.2.4 Zu §13a Abs. 2 EnWG:

Keine Unterschiede bei Entschädigungen für erneuerbare und konventionelle Anlagen

Im neu gefassten §13a Abs. 2 EnWG finden sich aus unserer Sicht zwei widersprüchliche Regelungen: Nach § 13a Absatz 2 Nr. 3 sind: „die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen, auszugleichen“.

Dies bedeutet, dass alle mit der Abschaltung verbundenen Kosten zu 100 Prozent ersetzt werden. Unter Nummer 5 im selben Absatz heißt es: „im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen“.

Hierdurch entsteht der Eindruck, dass die prozentuale Höhe der Entschädigungen für abgeregelten Strom aus EE- und KWK-Anlagen niedriger sein soll als für konventionelle Kraftwerke. Sollte dies tatsächlich die Intention des Papiers sein, lehnt der BWE diese Ungleichbehandlung ab. Der Logik des Redispatch-Systems folgend, müssen zukünftig für alle Anlagen bei Einsatz im Redispatch alle Einnahmeausfälle bzw. entstandenen Kosten zu 100 Prozent ersetzt werden, aber mindestens eine Gleichbehandlung der Energieträger gewährleistet sein.

1.2.5 Zu § 118 Absatz 25: Übergangsregelung

Der BWE begrüßt ausdrücklich die vorgeschlagene Übergangsregelung, nach der Anlagen noch als Bestandsanlage zu sehen sind, sofern sie eine BImSchG Genehmigung vor dem 27. April 2019 erhalten haben und wenn sie bis zum 30. Juni 2020 in Betrieb genommen wurden. Diese Bestandsanlagen können demnach noch nach den aktuell geltenden Netzanschlussrichtlinien angeschossen werden.

2. Weitere erforderliche Änderung im EnWG – EE in den Redispatch

Um zu gewährleisten, dass Netzbetreiber konventionelle Anlagen ebenso effektiv abregeln können, wie EE-Anlagen, müssen auch die konventionellen Anlagen entsprechende technische Einrichtungen vorhalten.

Änderungsvorschlag des BWE:

Wir halten daher die Ergänzung des § 19 EnWG um folgenden Absatz 6 für zwingend erforderlich:

EnWG §19 Absatz (6):

(6) Betreiber von einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung von insgesamt ab 100 Kilowatt, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, müssen ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und

2. die Ist-Einspeisung abrufen kann.

Betreiber von einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, verlieren, solange sie gegen Satz 1 verstoßen, den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Stromnetzentgeltverordnung und den Anspruch auf Netzzugang. Dauert der Verstoß länger als einen Monat an, sind die Betreiber der Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie verpflichtet, dem Netzbetreiber die nach §§ 13a, 14 zu zahlende Entschädigung für die Anpassung im Verhältnis der installierten Leistung ihre Anlagen zur installierten Leistung aller geregelten Anlagen zu entschädigen.

3. Zur Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

Zu §11a: Bilanzieller und energetischer Ausgleich durch den Netzbetreiber darf nicht engpassverstärkend sein

Der BWE erachtet es als sinnvoll, dass Netzbetreiber zur Führung eines Bilanzkreises für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Systemsicherheitsmaßnahmen verpflichtet werden. Die Durchführung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs mit ausschließlich für diesen Zweck vorgesehenen Bilanzkreisen unterstützen wir. Es sollten aber Regelungen vorgesehen werden, die verhindern, dass der energetische Ausgleich engpassverstärkend wirkt.

Wenn die Ersatzmengen an der Strombörse beschafft werden, ist nicht klar, von welchem Kraftwerk diese Mengen erworben werden. Auch die nach §13 Abs. 1c-NEU EnWG geregelte Vorgabe, dass es bei der notwendigen Erhöhung von Einspeiseleistungen nicht zu einer höheren Reduzierung von EE-Anlagen (§3 Nr.1 EEG) kommen soll, ist richtig, kann aber in Widerspruch zu §11a Abs. 3 Stromnetzzugangsverordnung stehen. Denn bei der Beschaffung von Ersatzmengen an der Strombörse kann es dazu kommen, dass die Ersatzmengen von Kraftwerken bereitgestellt werden müssen, die engpassverstärkend wirken, ohne das darauf Einfluss genommen werden könnte.

Den Netzbetreibern sollte daher die Möglichkeit eingeräumt werden, den energetischen Ausgleich auch über direkte Handelsgeschäfte (OTC) zu tätigen. In dem Fall dürfen die Preise für die Nachbeschaffung mithilfe von OTC-Geschäften die Preise auf dem Terminmarkt für den jeweiligen Tag bzw. dem Spotmarktpreis für die jeweilige Stunde nicht unangemessen übersteigen.

In diesem Falle muss ebenfalls die Transparenz gewährleistet sein. Dies sollte durch die Pflicht zu Offenlegung der Mengen und Preise erfolgen, die der Netzbetreiber beschafft hat.

VIII. Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land, § 36 e EEG

1. Zur geplanten Änderung des § 36e Absatz 1 EEG2017

Mit der Verkürzung der Realisierungsfrist von 30 auf 24 Monate für Projekte, die in den ersten Ausschreibungsrunden im Jahr 2019 einen Zuschlag erhalten, will der Gesetzgeber gemäß der Gesetzesbegründung eine erwartete Delle im Ausbau entgegengewirken. Die Überlegung ist grundsätzlich sinnvoll und nachvollziehbar. Der BWE meint jedoch, dass die Regelung ihr Ziel verfehlen wird. Denn es ist zu befürchten, dass die Aussicht auf kürzere Realisierungsfrist in den betroffenen Ausschreibungsrunden eher eine Zurückhaltung bei den Bietern hervorruft und sich damit die Gefahr einer Unterdeckung erhöht. Die verkürzte Realisierungsfrist birgt große Risiken für die Projektierer. Wird ihr Projekt beispielsweise beklagt oder kommt es zu unvorhergesehenen Verzögerungen im Bau, erlischt der Zuschlag bereits nach 24 Monaten (aufgrund der aktuell engen Voraussetzungen der einmaligen Firstverlängerungsmöglichkeit durch die BNetzA).

Auf der anderen Seite werden in 2019 ohnehin alle Projekte, welche die Möglichkeit haben schnell zu realisieren, dies auch tun, da der Markt unter einem Mangel an realisierbaren Projekten leidet.

Insofern ist eine Verkürzung der Frist in ihrer Wirkung zur Reduzierung der Ausbaudelle schwach, birgt aber größere Risiken für die Projektierer bei Realisierungsverzögerungen nach Zuschlagserteilung. Deshalb plädiert der BWE dafür:

im Artikel 1 die Nummer 11 ersatzlos zu streichen.

2. Weiterer Änderungsbedarf in § 36e EEG2017

Nach **§ 36e Absatz 2 Satz 1 EEG** kann zwar auf Antrag die Realisierungsfrist von 30 Monaten bei Einlegung von Rechtsmitteln Dritter nach Zuschlagserteilung einmalig von der BNetzA verlängert werden. Die Verlängerung soll aber höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden (§ 36e Absatz 2 Satz 2 EEG). Eine weitere Verlängerung durch die BNetzA ist nicht möglich, auch nicht im Fall einer Verlängerung der Geltungsdauer der BImSchG-Genehmigung.

Aufgrund der langen Verfahrensdauern bei den Verwaltungsgerichten besteht hier das Risiko, dass der Vorhabenträger den Zuschlag durch eine Verzögerung aufgrund eines Rechtsbehelfs verliert.

§ 36e Absatz 2 EEG sollte dahingehend angepasst werden, dass auch eine mehrmalige Verlängerungsoption bei Verlängerung der Geltungsdauer der Genehmigung möglich ist. Hier muss auch die Verlängerung der Genehmigungsdauer durch Erhalt einer Änderungsgenehmigung erfasst sein.

Ferner ist nach § 36e Absatz 2 Satz 1 Nr. 2 EEG die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung Voraussetzung für eine Verlängerung. Die Regelung ist unpraktikabel, da die Anordnung der sofortigen Vollziehung regelmäßig bereits anlässlich der Antragstellung beantragt wird und Genehmigungen dementsprechend regelmäßig zusammen mit der Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit erteilt werden (§ 80 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4 VwGO). Eine Verlängerung der Frist kommt in solchen Fällen nach dem Wortlaut der Norm nicht in Betracht, da die Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit nicht „in diesem Zusammenhang“ erfolgt ist. Der praktische Anwendungsbereich der Vorschrift verengt sich dadurch erheblich. Nicht erfasst werden außerdem Fälle, in denen andere Gründe eine Inbetriebnahme verzögern. Solche Gründe können naturschutzfachliche Umstände sein, wie beispielsweise die Anlegung von Ablenkflächen, welche aufgrund anhaltender Trockenheit nicht wie gewünscht gedeihen oder welche von Beutetieren nicht plangemäß besiedelt werden und so nicht ihre Ablenkungswirkung entfalten. Auch in solchen Fällen kann sich die Inbetriebnahme verzögern, allerdings ohne Rechtsmittel Dritter, sondern vielmehr aufgrund des Tätigwerdens der Naturschutzbehörde oder aufgrund des Nichteintritts von Nebenbestimmungen (Bedingung). Eine Verlängerung der Frist nach § 36e Absatz 1 EEG 2017 sollte auch in solchen Fällen möglich sein.

Daher ist hier die Voraussetzung der Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit (Absatz 2 Satz 1 Nr. 2) zu streichen.

Änderungsvorschlag des BWE hierzu:

§36e Absatz 2:

„(2) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur ~~einmalig~~ mehrmalig die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn (...)“

„1. (...)“

~~2. die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist.~~

Zusätzlich sollte folgender S. 3 ergänzt werden:

Die Fristverlängerung ist erneut zu erteilen, wenn die Dauer der dem Zuschlag zugrundeliegenden Genehmigung verlängert wird oder eine geänderte bzw. neue Genehmigung i.S.d. § 36f Absatz 2 eine längere Geltungsdauer hat“

IX. Weiterer Änderungsbedarf im EEG

1. Messung und Schätzung bei EEG-Umlage, neuer § 62a EEG

Der BWE begrüßt die Möglichkeit, zur Abgrenzung der Strommengen in bestimmten Fällen eine Schätzmöglichkeit einzuführen. Trotzdem besteht bezogen auf den neuen § 62a EEG Änderungsbedarf:

1.1 Absatz 1 Satz 1 – Messpflicht

§ 62a Absatz 1 Satz 1 regelt grundsätzlich die Erfassung der Strommengen, während Absatz 1 Satz 2 Aussagen zur Abgrenzung von Strommengen mit verschiedener EEG-Umlagenhöhe trifft. Unseres Erachtens gehören die beiden unterschiedlichen Regelungsmaterien in eigenständige Absätze.

1.2 Absatz 2 Nr. 1 – Verzicht auf Messung

Die praktische Relevanz von Absatz 2 Nr. 1 und auch das Verhältnis zu Absatz 1 Satz 2 ist unklar. Absatz 2 Nr. 1 setzt mindestens zwei verschiedene EEG-Umlagensätze voraus, wobei in aller Regel einer dieser Sätze bereits bei 100 Prozent liegen dürfte (insbesondere bei Eigenversorgung und Drittbeflieferung). In diesen Fällen wäre dann ohnehin der höchste EEG-Umlagensatz von 100 Prozent anzuwenden.

1.3 Absatz 2 Nr. 2 – Verzicht auf Messung

Auch der praktische Anwendungsbereich von Absatz 2 Nr. 2 und das Verhältnis zu Absatz 2 Nr. 1 erschließt sich nicht ohne weiteres. Absatz 2 Nr. 2 könnte so verstanden werden, dass die Voraussetzungen von Absatz 2 Nr. 1 dort hineinzulesen sind. Dann aber sollte Absatz 2 insgesamt anders formuliert werden und die dann kumulativ erforderlichen Voraussetzungen durch ein „und“ verknüpft werden. Absatz 2 Nr. 2 kann aber auch so verstanden werden, dass nur Fälle, in denen mindestens drei verschiedene EEG-Umlagesätze gelten, erfasst würden. Dies dürfte allerdings sehr selten der Fall sein, insofern fehlt auch hier der praktische Anwendungsbereich. Zudem dürfte in solchen Fällen ohnehin regelmäßig der höchste EEG-Umlagesatz von 100 % anzuwenden sein.

Problematisch ist ferner die vorgeschlagene Formulierung in § 62a Absatz 2 Nr. 2 EEG.

Hiernach bedarf es einer messtechnischen Abgrenzung nicht, wenn

„die Abgrenzung **technisch unmöglich** oder mit **unvertretbarem Aufwand** verbunden ist und auch eine Abrechnung nach Nummer 1 aufgrund der Menge des privilegierten Stroms, für den in Ermangelung der Abgrenzung nur der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz anzuwenden wäre, **nicht wirtschaftlich zumutbar** ist.“ [Hervorhebung durch BWE]

Auch im Zusammenhang mit der Gesetzgebung hierzu bleiben aufgrund der unbestimmten Rechtsbegriffe „technisch unmöglich“, „unvertretbarer Aufwand“ und „wirtschaftlich nicht zumutbar“ Rechtsunsicherheiten, die mit Sicherheit zu Streitigkeiten zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber führen werden.

Ungeachtet dessen bezieht sich die wirtschaftliche Unzumutbarkeit nach dem Wortlaut auf die Abrechnung und nicht auf die Messung. Es ist nicht erkennbar, in welchen Fällen eine Messung zwar möglich und zumutbar ist, eine Abrechnung hingegen nicht.

Änderungsvorschlag des BWE:

Wir schlagen daher vor, in die Gesetzgebung folgenden Hinweis aufzunehmen (sofern nicht unsere Ausführungen zum Kraftwerkseigenverbrauch gefolgt wird, vgl. unten Punkt 2):

„Bei Windparks ist eine eichrechtskonforme Messung der zwischen den Windkraftanlagen in Stillstandzeiten gelieferten Strommengen abhängig von der Parkverkabelung entweder technisch unmöglich oder nur mit unvertretbarem Aufwand möglich und damit wirtschaftlich nicht zumutbar. Hier kann eine Schätzung nach Absatz 4 erfolgen.“

1.4 Absatz 3 – Zuordnung von Drittverbräuchen

In Absatz 3 Nr. 1 und 2 werden ebenfalls unbestimmte Rechtsbegriffe verwendet, die in der Praxis kaum greifbar erscheinen. Zudem ist unklar, in welchem Verhältnis sich der Begriff der Geringfügigkeit in Nr. 1 zu messen hat (im Verhältnis zum Stromverbrauch des Letztverbrauchers oder im Verhältnis zu durchschnittlichen Stromverbräuchen von Dritten?). Auch die Bewertung der Frage, was noch sozialadäquat im Sinne von Absatz 3 Nr. 2 ist, wird zu Streitigkeiten in der Praxis führen.

Insbesondere in den Fällen von Windparks, in denen Stromverbräuche mehrerer Windenergieanlagen untereinander stattfinden, hilft Absatz 3 gerade nicht weiter.

Durch die Zurechnung von Stromverbräuchen von Dritten an Letztverbraucher (zum Beispiel bei Stromtankstellen) besteht unseres Erachtens möglicherweise sogar ein Risiko im Hinblick auf § 27a, wonach Eigenversorgung förderschädlich ist.

1.5 Absatz 4 - Vorgehen bei Schätzung

Im Fall des § 62a Absatz 2 Nr. 2 wird nach Absatz 4 die Möglichkeit einer Schätzung eingeräumt. Die Anforderung von Absatz 4, wonach ein nicht sachverständiger Dritter „jederzeit“ die Schätzung nachvollziehen und nachprüfen können muss, erscheint uns kaum praxisgerecht. Weiterhin bleibt offen, welche Schätzgrundlagen dieser Vorschrift genügen (z.B. die Daten der Anlagensteuerung).

Völlig praxisfern ist unseres Erachtens zudem die in Absatz 4 Satz 4 aufgeführte Bestimmung der Strommengen anhand der maximal möglichen Bemessungsleistung:

Mit der Schätzung ist nach dem aktuellen Regelungsentwurf insbesondere dann sichergestellt, „dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird, als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen“, „wenn bei den jeweils voneinander abzugrenzenden Strommengen mit unterschiedlicher EEG-Umlagehöhe zur Bestimmung der Strommenge, für die im Vergleich der höchste EEG-Umlagesatz anzuwenden ist, die maximale Leistungsaufnahme der betreffenden Stromverbrauchseinrichtung mit der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres multipliziert wird“.

In der Gesetzesbegründung wird dann klargestellt, dass eine hiervon abweichende Methode geeignet sein kann, die Anforderungen des § 62a Absatz 4 S. 3 zu erfüllen, z.B. wenn ausgeschlossen werden kann, dass die entsprechende Stromverbrauchseinrichtung tatsächlich über das ganze Kalenderjahr bei voller Leistung betrieben wird. In diesem Fall sei dann ein plausibler Maximalwert der denkbaren **Volllaststunden** anzugeben.

Für uns bleibt offen, welche Voraussetzungen bei einer Abschätzung der Volllaststunden bei Windenergieanlagen erfüllt sein müssen, damit sie den Anforderungen der Norm genügen. Denn die WEA selbst verbrauchen keinen Strom, sondern sie verfügt selbst über verschiedene Verbraucher. Hier sind ebenfalls Streitigkeiten absehbar.

Denn bei WEA kommt ein EEG-Umlagen-relevanter Strombezug (sofern dieser entgegen der hier vertretenen Ansicht nicht als Kraftwerkseigenverbrauch angesehen wird, vgl. unten) nur in bestimmten Situationen in Betracht, in denen die Verbraucher einer WEA nie mit Volllaststunden Strom verbrauchen: Strombezug während Reparatur- und Service-Arbeiten sowie sonstige Stillstandzeiten. Eine WEA verfügt über verschiedene Verbrauchseinrichtungen: z.B. Beleuchtung im Inneren, Befahranlage oder Rotorblattbeheizung. Diese werden zu keiner Zeit während des Stillstandes alle gleichzeitig bei voller Leistung in Betrieb sein.

Es wäre hier nicht angemessen, die Stillstandzeit mit den Volllaststunden der Verbraucher der WEA zu multiplizieren, ohne deren tatsächlichen Einsatz zu berücksichtigen (z.B. Rotorblattbeheizung zur Sommerzeit, Nachtkennzeichnung am Tag).

Da es technisch nicht möglich ist, zu ermitteln, mit welcher Leistungsaufnahme die einzelnen Verbrauchseinrichtungen tatsächlich betrieben werden, sind wir mit der Zugrundlegung der vollen Leistungsaufnahme der einzelnen Verbrauchseinrichtungen in Abhängigkeit deren umlagepflichtigen Betriebsstunden grundsätzlich einverstanden.

2. EEG-Umlage-pflichtige Strommengen: Kraftwerkseigenverbrauch

Mit dem Gesetzesentwurf wurde die in unseren Stellungnahmen an das BMWi³ vertretene Auslegung nicht gefolgt, dass der zwischen WEA in bestimmten Situationen gelieferte Strom als Kraftwerkseigenverbrauch einzustufen ist. Zumindest findet sich hierzu keine Klarstellung in der Gesetzesbegründung, wie von uns gewünscht.

Die Einordnung der zwischen den WEA gelieferten Strommengen als Stillstandeigenverbrauch und damit Kraftwerkseigenverbrauch ist keine Erstreckung von Privilegien auf nicht privilegierte Dritte. Denn die Ausnahme des Kraftwerkseigenverbrauchs besteht ohnehin bereits. Es geht lediglich um die Subsumtion auch der zwischen WEA gelieferten Strommengen als Kraftwerkseigenverbrauch.

Die Einordnung dieser Strommengen als Kraftwerkseigenverbrauch ist die einzige Lösung, welche sowohl der aktuellen Rechtslage als auch den tatsächlichen Umständen des Stromverbrauchs gerecht wird:

Da sich der Begriff Kraftwerkseigenverbrauch im Wesentlichen am stromsteuerlichen Verständnis orientiert, ist hier auch der Begriff **Kraftwerksstillstandverbrauch** abzuleiten. Gem. Art 14 Abs. (1) a.) der Richtlinie 2003/96/EG befreien die Mitgliedstaaten zur Stromerzeugung verwendeten elektrischen Strom sowie elektrischen Strom, der zur Aufrechterhaltung der Fähigkeit, elektrischen Strom zu erzeugen, verwendet wird. Solange die WEA also im Stand-by, z.B. wegen Windmangels, EinsMan usw. steht, verbraucht sie den Strom, um ihre Fähigkeit zu Erzeugung von Strom zu erhalten. In diesen Fällen liegt folglich kein Stillstandverbrauch i.S.d. Stromsteuerrechts vor, folglich auch nicht i.S.d. EEG-Umlagepflicht (gleiches gilt für Strombezug von anderen WEA im Park aufgrund von Reparatur- und Wartungs-Arbeiten).

Der bei Stillstand des gesamten Parks verbrauchten Stroms kommt vom externen Versorger auf dessen Lieferung die EEG-Umlage erfolgt und vom Versorger erhoben und abgerechnet wird. Dieser Stillstandverbrauch des gesamten Windparks ist daher abzugrenzen vom echten Stillstandeigenverbrauch der einzelnen Anlage. Echter Stillstandeigenverbrauch i.S.d. EEG-Umlage liegt folglich lediglich bei Stilllegungsanordnungen und vergleichbar seltenen Sachverhalten vor und ist im Vergleich zum Stillstandverbrauch wegen Windmangel, EinsMan etc. als geringfügig einzuordnen.

³ Eckpunktepapiers zum Vorschlag des BMWi für eine Regelung zur Abgrenzung selbstverbrauchter Strommengen und weitergeleiteter Strommengen bei umlageprivilegierten Unternehmen und Entwurf einer Änderung des § 62a EEG vom BMWi vom 05.10.2018

Dass eine Betrachtung des gesamten Windparks bei der Frage des Eigenverbrauchs sinnvoll ist und hier eine Klarstellung erfolgen sollte, ergibt sich ebenfalls aus den folgenden Überlegungen:

Der enge Anlagenbegriff, den die BNetzA bisher im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch vertritt, ist für EE-Anlagen – insbesondere für Windparks – nicht geeignet. Sicher trifft die enge Auslegung der BNetzA bei Unternehmen zu, die den Strom für ihren Betrieb selbst erzeugen und verbrauchen. Hier als Stromerzeugungsanlage **den einzelnen Generator** heranzuziehen ist nachvollziehbar. Bei einem Windpark würde diese Betrachtung allerdings dazu führen, dass ein Windpark mit mehreren WEA, die jeweils über einen Generator verfügen, alle mit einander verbunden sind und den Strom gemeinsam am selben Netzverknüpfungspunkt einspeisen, künstlich nicht als eine Anlage, sondern als mehrere Anlagen angesehen würde. Die zwischen den WEA gelieferten Strommengen würden dann nicht der Eigenversorgung unterfallen.

Die beschriebene Park-Konstellation entspricht der des § 27a Nr. 2 EEG2017, welcher hier die Anlage und alle Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt gleichsetzt. Es wäre systemwidrig, bezüglich § 61a Nr. 1 EEG2017 [a.F.] eine andere Betrachtung zu vollziehen als bei § 27a EEG2017. Beide Vorschriften behandeln die Eigenversorgung bzw. den Eigenverbrauch. Die Stromerzeugungsanlage nach § 61a Nr. 1 EEG2017 sollte daher bei Windparks ebenfalls die Gesamtheit aller an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen WEA sein.

In diesem Zusammenhang kann ein Windpark nur als eine Stromerzeugungsanlage gesehen werden. Es wäre daher sinnvoll, Windparks im Zusammenhang mit der EEG-Umlage als eine Stromerzeugungsanlage entsprechend § 27a Nr. 1 und 2 EEG 2017 zusammenzufassen. Hierbei kann sich an § 24 EEG 2017 orientiert werden. Jedoch sollte hier keine zeitliche Begrenzung entsprechend Nr. 4 greifen. Bezüglich der Betrachtung des Windparks als eine Stromerzeugungsanlage ist eine zeitliche Befristung des Zubaus nicht notwendig.

Wir bitten daher noch einmal eindringlich, diese Argumentation zu berücksichtigen und sich nicht allein auf die Einschätzung der BNetzA in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung zurückzuziehen.

2.1 Berücksichtigung von Pooling-Situationen

Schließlich halten wir es weiterhin für unerlässlich, auch sog. Pooling-Situationen in Windparks besonders zu berücksichtigen.

Bisher sind weder im Gesetzesentwurf noch in der Begründung diese reinen Erzeugungssachverhalte mit Drittbeflieferung berücksichtigt. Gemeint sind insbesondere Windparks, in denen mehrere Anlagen von verschiedenen juristischen Personen betrieben werden, die Infrastruktur des Windparks gemeinsam nutzen (meist über eine gemeinsame Infrastrukturgesellschaft), alle Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt angebunden sind und die Betreiber gemeinsam gegenüber dem Netzbetreiber abrechnen. Diese Anlagen versorgen sich genau wie in jedem anderen Park in bestimmten Situationen mit Strom. Sofern der zwischen den WEA gelieferte Strom – auch bei Pooling-Situationen – als



Kraftwerkseigenverbrauch definiert und der Windpark als eine Stromerzeugungsanlage eingestuft wird, besteht hier kein Problem für die Windbranche.

Sofern die Lieferungen zwischen den Windparks nicht dem Kraftwerkseigenverbrauch zugeordnet oder der Windpark nicht als eine Stromerzeugungsanlage angesehen werden sollte, müsste für die zwischen den Anlagen gelieferten Strommengen eine Ausnahmeregelung geschaffen werden, wonach sie von einer Umlagepflicht befreit werden. Denn der Verbrauch im Fall der reinen Erzeugungssachverhalte ist hier dem Kraftwerkseigenverbrauch gleichzustellen. Der bezogene Strom wird lediglich zur Stromerzeugung eingesetzt.

Die Erweiterung der Ausnahme der Befreiung von der Umlagepflicht beim Kraftwerkseigenverbrauch auf den beschriebenen Erzeugungssachverhalt würde an die Grundsätze des Stromsteuerrechts (vgl. oben) anknüpfen und dürfte daher auch aus europarechtlicher Beihilfesicht unproblematisch sein.⁴

3. Änderung der BImSchG-Genehmigung nach Zuschlagserteilung, § 36f Absatz 2 EEG2017

Durch die Einführung des Ausschreibungsverfahrens im EEG2017 verzögert sich der Baubeginn nach Erhalt der Genehmigung erheblich. Denn der Vorhabenträger kann nach Erhalt der Genehmigung nun nicht mehr sofort mit dem Bau beginnen. Er muss zunächst an einer Ausschreibung teilnehmen und auf einen Zuschlag hoffen. Wurde die Genehmigung zusätzlich beklagt oder kam es zu sonstigen Verzögerungen (insbesondere im Bauablauf: Bsp.: Feststellung eines schwer bebaubaren Untergrundes – langwierige Entwicklung von Lösungen), sind die in der BImSchG-Genehmigung festgelegten Anlagentypen unter Umständen bereits veraltet und nicht mehr wirtschaftlich.

Es wäre daher hilfreich, wenn Projektierer auch nach Erhalt des Zuschlages noch Anpassungen der Anlagen vornehmen könnten (z.B. ein Leistungsupgrade), ohne dem Risiko ausgesetzt zu sein, den Zuschlag zu verlieren.

Bei Änderungen der Genehmigung nach Zuschlagserteilung bleibt der Zuschlag nach § 36f Absatz 2 EEG grundsätzlich bestehen.

Das EEG definiert den Begriff „geänderte Genehmigung“ i.S.d. § 36f Absatz 2 EEG2017 jedoch nicht. Der Gesetzgeber geht jedoch entsprechend der Gesetzesbegründung davon aus, dass insoweit auf die Kategorien des BImSchG zurückzugreifen ist.⁵ Das BImSchG sieht für nachträgliche Veränderungen an einer genehmigten Anlage ein gestuftes Regime zum verfahrensrechtlichen Vorgehen vor. Solange die Änderung nicht wesentlich ist und nur geringfügige Auswirkungen auf die Schutzgüter des Gesetzes hervorrufen kann, ist eine Änderungsanzeige nach § 15 BImSchG ausreichend. Nach §

⁴ Mit Bezug auf diese im Europäischen Recht verankerte Stromsteuerregelung für Strom zur Stromerzeugung hat die EU-Kommission die EEG-Umlageprivilegierung für Kraftwerkseigenverbrauch im EEG 2014 nicht als genehmigungsbedürftige Beihilfe angesehen. (Aus BDEW Stellungnahme zum Eckpunktepapier 15.05.2018)

⁵ BT-Drucks: 18/8860, S. 212



36f Absatz 2 EEG2017 bleibe der Zuschlag hier bestehen. Werden durch die Änderung nachteilige Auswirkungen hervorgerufen, die für die Prüfung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG erheblich sein können (wesentliche Änderung), ist hingegen eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG notwendig. Auch hier bleibt der Zuschlag nach § 36f EEG2017 bestehen.

Eine Neugenehmigung ist hingegen erforderlich, sobald der Kernbestand der Anlage vollständig oder überwiegend verändert wird und sich dies auf den Charakter der Gesamtanlage auswirkt. Hier entfällt der Zuschlag nach der Gesetzesbegründung.⁶

Problematisch ist nun, dass die verschiedenen Immissionsschutzbehörden und auch Gerichte gleiche Anpassungen an der Anlage unterschiedlich einstufen und mal eine Änderungsgenehmigung und mal eine Neugenehmigung fordern. Das würde aber bedeuten, dass die EEG-Vergütung abhängig gemacht wird von einer immissionsschutzrechtlichen Einschätzung, die aber bundeslandabhängig unterschiedlich ausfällt, denn beispielsweise eine Typenänderung (insbesondere ein Anlagenupgrade / Leistungserhöhung) wird teils in der Rechtsprechung als so gravierend bewertet, dass eine Neugenehmigung gefordert wird, teils aber eine Änderungsgenehmigung oder gar -Anzeige für ausreichend erachtet wird. Das OVG Münster (Urteil v. 25. Februar 2015 – 8 A 959/10) entschied beispielsweise, dass ein Upgrade von einer E-66 (1,8 MW, Rotordurchmesser 70 Meter, Nabenhöhe 85 Meter) auf eine E-70 (2,0 MW, Rotordurchmesser 71 Meter, Nabenhöhe 98 Meter) einer Neugenehmigung bedarf. Das VGH München hingegen bewertete sogar einen Wechsel von einer Nordex N117 mit einer Nennleistung von 2,4 MW und einer Gesamthöhe von 199 Metern auf eine E 115 mit einer Nennleistung von 3 MW und einer Gesamthöhe von 195 Metern als so geringfügig, dass eine Änderungsanzeige ausreiche (Beschluss vom 11. August 2016 –22 CS16.1052).

In vielen Fällen geht das auch unproblematisch. Teilweise ist jedoch die unterschiedliche Handhabung durch die Bundesimmissionsschutzbehörden und Gerichte problematisch z.B. bzgl. der Frage, ob die Änderung des Anlagentyps eines Herstellers im Rahmen eines Upgrades (nach Zuschlagserteilung) von einer Änderungsgenehmigung gedeckt ist oder eine Neugenehmigung erfolgen muss. Gleiches gilt im Übrigen bezüglich weiterer Anpassung unter Beibehaltung des Anlagentyps. Es ist bisher nicht geklärt, was konkret unter den Begriff der „Änderung“ im Sinne des § 36f Absatz 2 EEG fällt. Fordert die Behörde eine Neugenehmigung, soll der Zuschlag nach der Gesetzesbegründung nicht mehr gelten.

Ein Einfluss der unterschiedlichen immissionsschutzrechtlichen Behandlung von Anlagenänderungen nach Genehmigungserteilung auf die EEG-Vergütung ist nicht sachgerecht.

Ferner ist auch fraglich, ob es für die EEG-Zahlung auch auf die Rechtmäßigkeit der Änderungsgenehmigung ankommt und ob der Netzbetreiber die Zahlung der Marktprämie z.B. mit dem Argument verweigern könnte, es hätte nach Bundesimmissionsschutzrecht einer Neugenehmigung bedurft und der Zuschlag hätte daher entfallen müssen.

⁶ aaO

Hinzu kommt, dass in vielen Fällen eine Änderung der Genehmigung nach Zuschlagserteilung keine Option ist, weil der Vergütungszeitraum nach 30 Monaten beginnt und der Pönalezeitraum nach 24 Monaten (vgl. nachfolgend). Der Gesetzgeber macht deshalb die theoretische Möglichkeit einer Änderung der Genehmigung nach Zuschlagserteilung auch faktisch oft wegen dieser beiden nachteiligen Regelungen unattraktiv.

Schließlich könnte eine entsprechende Klarstellung des § 36f Absatz 2 EEG2017 dazu beitragen, die aktuellen Probleme des Ausschreibungsverfahrens bezüglich einer Unterdeckung zu entschärfen. Denn bisher kam es vor, dass bis zur Teilnahme an der Ausschreibung aufgrund von Verzögerungen (insbesondere Rechtsmittel Dritter) die Anlagentypen bereits veraltet waren und eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung aussichtslos geworden ist (Preisvorteil der neueren, effizienteren Anlagen). Daher gehen viele Vorhabenträger bereits vor der Teilnahme an der Ausschreibung in ein Umgenehmigungsverfahren und nehmen entsprechend erst einmal nicht an Ausschreibungen teil.

Eine Anpassung des § 36f Absatz 2 EEG, wonach der Zuschlag unter bestimmten Voraussetzungen auch bei Neugenehmigungen bestehen bliebe, würde Vorhabenträger veranlassen, zukünftig an der Ausschreibung teilzunehmen und anschließend erst in das Umgenehmigungsverfahren zu gehen. Dies dürfte sich positiv auf die Beteiligung an den Ausschreibungsrunden auswirken.

Zur Erreichung einer einheitlichen Handhabung im Zusammenhang mit Änderungen an der Anlage nach Zuschlagserteilung in Bezug auf ein mögliches Erlöschen des Zuschlages sollte eine Neuregelung des § 36f Absatz EEG erfolgen.

Der BWE arbeitet hier aktuell an einem konkreten Vorschlag. Diesen legen wir im Nachgang zu dieser Stellungnahme vor.

4. Nennleistungsupgrades bei Windenergieanlagen an Land nach Zuschlag oder Errichtung

Nennleistungsupgrades sind eine effiziente Möglichkeit zur Optimierung des Betriebs von Windenergieanlagen (WEA). Die im § 21b Absatz 3 EEG 2017 skizzierte Methode zur Berechnung der Vergütung von Strom unter Nutzung verschiedener Veräußerungsformen bei Upgrades nach Zuschlag oder Errichtung von Windenergieanlagen ist unklar und nicht sachgerecht. Der vorgesehene Abzug des prozentualen Anteils des erzeugten Stroms auf Basis der Anwendung des prozentualen Anteils des Upgrades bei der Vergütung macht technische Weiterentwicklungen von Windenergieanlagen unwirtschaftlich. Bei der Anpassung des EEG im Zuge des Energiesammelgesetzes sollten die Voraussetzungen für die Einführung einer Methode geschaffen werden, die Nennleistungsupgrades wirtschaftlich umsetzbar macht und gleichzeitig nicht zu einer Belastung des EEG-Kontos führt. Dazu unterstützen die Hersteller eine Methode, die im Arbeitskreis „Schnittstelle EEG“ des Fachausschuss Betriebsdaten und Standortertrag der FGW vorgeschlagen wurde. Diese Methode ermöglicht es, auf Basis etablierter Methoden zusätzliche Strommengen aus der veränderten installierten Kapazität zu berechnen und gegenüber den EEG-vergüteten Strommengen abzugrenzen.

5. Rechtsmittel Dritter nach Zuschlagserteilung

Problematisch für Vorhabenträger sind ferner die Regelungen im Zusammenhang mit der Anfechtung von Projekten nach Zuschlagserteilung.

5.1 Beginn der Vergütungsdauer, § 36 i EEG

Für die Wirtschaftlichkeit eines beklagten Projektes mit Zuschlag ist es problematisch, dass die Vergütungsdauer von 20 Jahren nach Ablauf der 30-monatigen Realisierungsfrist beginnt, unabhängig von einer möglichen Verlängerung der Realisierungsfrist nach § 36e Absatz 2 EEG (§ 36i EEG). Es kann daher dazu kommen, dass ein Projekt noch nicht gebaut ist, noch kein Strom eingespeist wird und die Vergütungsdauer trotzdem bereits beginnt und sich dadurch praktisch verkürzt.

Da die Vorhabenträger aber mit der gesetzlichen Vergütungsdauer die Wirtschaftlichkeitsberechnungen vorgenommen und darauf ihr Projekt ausgerichtet haben, sind diese wirtschaftlichen Einbußen projektgefährdend.

Änderungsvorschlag des BWE hierzu:

§ 36i EEG sollte daher entweder gestrichen werden oder die Frist verdreifacht werden auf 90 Monate. Dies ist aufgrund der langen Verfahrensdauern im Verwaltungsgerichtsverfahren angemessen.

5.2 Pönalefrist, § 55 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017

Zusätzlich muss der Vorhabenträger trotz einer Verlängerung der Realisierungsfrist nach § 36e Absatz 2 EEG 2017 eine **Pönale** nach **§ 55 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2** zahlen, wenn die Windkraftanlagen nicht 24 Monate nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlages in Betrieb genommen worden sind. Dies ist nicht sachgerecht.

Änderungsvorschlag des BWE hierzu:

Daher sollte die „Pönalefrist“ des § 55 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 gestreckt werden. Eine Verdreifachung dürfte entsprechend der Verdreifachung der Frist des § 36i EEG angemessen sein. Weiterhin kann dann konsequent zur Schaffung eines Interessenausgleichs der Pönalezeitraum nach Satz 2 entsprechend gestreckt werden. Auch hier dürfte eine Verdreifachung angemessen sein.

6. Eigenversorgungsverbot für Ausschreibungsanlagen, § 27a EEG

Gemäß § 27a i.V.m. § 52 Absatz 1 Satz 1 Nr. 3, S. 3 EEG2017 verringert sich der anzulegende Wert auf null für Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, wenn sie den in ihren Anlagen erzeugten Strom zur Eigenversorgung nutzen (ausgenommen der Verbräuche nach Absatz 2).



Sollte unserer Auffassung gefolgt werden, dass die oben beschriebenen Verbräuche Kraftwerkseigenverbrauch darstellen, läge keine Eigenversorgung vor und § 27a wäre für WEA-Betreiber weniger problematisch.

Um hier Streitigkeiten zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu vermeiden, schlagen wir trotzdem insbesondere folgende Konkretisierung der Ausnahmetatbestände vor, welche mit dem Fachverband BIOGAS e.V. erarbeitet wurden.

Änderungsvorschlag des BWE hierzu:

„§ 27a Zahlungsanspruch und Eigenversorgung

Die Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, dürfen in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen von dem Nutzungsverbot nach Satz 1 ist der Strom, der verbraucht wird

1. durch die Anlage oder andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,
2. in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,
3. zum Ausgleich physikalisch bedingter Netz- und Umspännverluste,
4. in den Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion negativ ist, oder
5. in den Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes~~14 Absatz 1~~ reduziert wird.

Zu den Neben- und Hilfsanlagen nach Satz 2 Nr. 2 gehören insbesondere ~~neben~~-Anlagen zur Sicherung und Beleuchtung, ~~auch~~ auch Einrichtungen für Reparatur-, Service- und Wartungsarbeiten sowie Verbrauchseinrichtungen, die sich in der Anlage selber befinden und in einer Zweckbeziehung zur Anlage selbst stehen sowie insbesondere auch Anlagen im unmittelbaren räumlichen Umfeld zur Annahme, Messung, Vorbereitung, Hygienisierung, zum Transport und zur Produktion der Energieträger sowie Einrichtungen im unmittelbaren räumlichen Umfeld zur Einbringung, Analyse, Steuerung und Überwachung und auch zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien sowie der Verbringung von Gärresten und Einrichtungen zur Gärrestnachbereitung.

In der **Gesetzesbegründung** sollten folgende Erläuterungen aufgenommen werden:

Anlagen zur Sicherung und Beleuchtung:

Viele Anlagen werden beispielsweise durch mit Strom betriebene Rolltore, durch eine Beleuchtung und Kameras geschützt und überwacht.

**Einrichtungen für Reparatur-, Service- und Wartungsarbeiten:**

Für Reparatur, Wartung und Service wird in vielen Fällen der Strom von den Stromerzeugungsanlagen bezogen (z.B. Rotorblattbefahranlage bei Windkraftanlagen, elektrisches Werkzeug)

Verbrauchseinrichtungen innerhalb der Anlage:

Mit Strom betriebene Verbrauchseinrichtungen in der Stromerzeugungsanlage, die in einer Zweckbeziehung zur Anlage selbst stehen (z.B. Fahrstuhl in einer Windenergieanlage, Innenbeleuchtung einer Windenergieanlage, Hindernisbefeurung, Generator- und Rotorblattbeheizung, Rührwerk, Not-BHKW).

Anlagen zur Annahme der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Mit Strom betriebene Einrichtungen zur Verbringung von Stoffen (Greifarme, Schnecken, elektrische Lader, Pumpen, Förderbänder etc.).

Anlagen zur Messung der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Strom für Mess- und Analyseeinrichtungen und die Einrichtung zur Abrechnung etc.

Anlagen zur Vorbereitung der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Einrichtungen, die die Substrate vorbereiten, indem sie diese beispielsweise zerkleinern, sieben oder mischen etc.

Anlagen zur Hygienisierung der Energieträger zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien:

Abfälle müssen teilweise hygienisiert werden. Die dazu notwendige Wärmebereitstellung erfolgt in der Regel über die Wärmeabgabe von BHKW. Gleichwohl brauchen auch diese Hilfsanlagen Strom.

Verbringung von Gärresten:

Stromverbräuche die in und direkt an der Anlage zur Verbringung der Gärreste anfallen (z. B. Pumpen oder Schnecken, die Gärreste aus den Lagern verbringen).

Einrichtungen zur Gärrestnachbereitung:

Teilweise wird die Gärrestnachbereitung durch das EEG gezielt gefördert. Sie ist nur schwer trennbar mit der Energieerzeugung verbunden. Hier können beispielsweise Strommen für den Betrieb der Aggregate wie z.B. Separatoren, Trockner und Verdampfer anfallen.

X. Ergänzung Grundsätze der Raumordnung / Planungsbeschleunigung

Die Windenergie an Land braucht eine rechtssichere Flächenkulisse. Der Bundesverband WindEnergie hat wiederholt klargestellt, dass für einen nachhaltigen Beitrag der Windenergie an Land zwei Prozent der Landesfläche ausreichend sind. Mit der modernsten Anlagentechnologie lassen sich aus heutiger Sicht bis 2050 gut 200 GW installieren. Um der Landes- und Regionalplanung den notwendigen Rückhalt für die Aufstellung entsprechender Planungen zu geben, muss das Zwei-Prozent-Flächenziel für die Windenergie an Land in die Grundsätze der Raumordnung im Raumordnungsgesetz des Bundes aufgenommen werden.

Vorschlag des BWE:

§ 2 Absatz 2 Ziffer 4 Raumordnungsgesetz (ROG) wird wie folgt ergänzt:

Nach Satz 4 wird folgender Satz 5 eingefügt:

Dazu sollen zwei Prozent der Landesfläche für die Windenergie an Land nutzbar sein.

Immer öfter werden Genehmigungen beklagt, was eine Teilnahme an Ausschreibungen blockiert und Verfahren über mehrere Jahre verlängert.

Der BWE schlägt daher ferner vor, dass Planungsbeschleunigungsgesetz auf den Neubau von Energieerzeugungseinheiten zu erweitern. Die Beschränkung auf eine Gerichtsinstanz und die Einziehung von Fristen zur Begründung einer Klage wird die Verfahrensdauer verkürzt und leistet einen Beitrag für ausreichendes Volumen in wettbewerblichen Ausschreibungen.

XI. Vermarktung der Grünstromeigenschaft

Das Ziel der Bundesregierung, die Erneuerbaren Energien zunehmend am Markt zu orientieren, findet sich in dem Gesetzespaket nicht wieder. Ein zentraler Aspekt wäre die Weitergabe der Grünstromeigenschaft. Direktvermarktungsverträge mit Industriekunden büßen aktuell dadurch Attraktivität ein, dass eine Weitergabe der Grünstromeigenschaft über das öffentliche Netz im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung nicht möglich ist. Nur physikalisch grüne Strommengen können von Unternehmen auf dem weiteren Wertungspfad genutzt werden, so z. B. für die Verbesserung ihrer CO₂-Bilanz oder zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen. Herkunftsnachweise erfüllen hingegen lediglich einen informatorischen Zweck und werden vom Gesetzgeber nicht weiter privilegiert behandelt.

Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auf Basis von Echtzeitdaten vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können, damit dieser für Unternehmen im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie nutzbar gemacht werden kann. Erst dann lohnt es sich für Industriebetriebe

und andere Abnehmer, im großen Maßstab Stromlieferverträge mit Windparks im Weiterbetrieb abzuschließen. Hierfür bietet das „Marktentwicklungsmodell“ den geeigneten Rahmen. Der vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) für den BWE entwickelte Rechtsrahmen ermöglicht nicht nur EEG-Anlagen im Marktprämienystem den Weg in den Markt und die Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms. Auch für Anlagen, die keine Vergütung mehr bekommen – aber nach wie vor unter das Regime des EEG fallen – bietet die durchgängige und lückenlose Bilanzierung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einem sortenreinen Bilanzkreis neue werthaltige Vermarktungsoptionen.

Durch die Weitergabe der Grünstromeigenschaft durch Echtzeitbilanzierung könnte Windstrom im Rahmen der Sektorenkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mit Hilfe des sogenannten Marktentwicklungsmodells⁷ könnte beispielsweise Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen in industriellen Prozessen als grünes Produkt weiter verwertet werden, was die Wertigkeit und somit die Erlöschancen des eingesetzten Windstroms erhöhen würde.

XII. Beteiligung der Standortkommunen und der Bürger gewährleisten – Akzeptanz sichern

Im Koalitionsvertrag haben CDU/CSU und SPD vereinbart: „Wir werden durch eine bundeseinheitliche Regelung beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) die Standortgemeinden stärker an der Wertschöpfung von EE-Anlagen beteiligen und die Möglichkeiten einer Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern verbessern, ohne dass dies insgesamt zu Kostensteigerungen beim EE-Ausbau führt.“

Die Windenergiebranche hat große Erfahrungen mit erfolgreichen Modellen zur Stärkung von regionalen wirtschaftlichen Effekten zur Steigerung der regionalen Wertschöpfung in vielen Projekten und Regionen. Trotzdem ist eine bundesweit einheitliche Regelung sinnvoll. Sie schafft Wettbewerbsgleichheit im Ausschreibungssystem, bietet Anstöße und führt nicht zuletzt zur Rechtssicherheit bzgl. der Zulässigkeit solcher Modelle. Der BWE schlägt vor, die Vereinbarung der Koalition zur Beteiligung der Standortgemeinden durch einen neuen § 36a EEG 2017 mit dem Ziel einer Stärkung der regionalen Wertschöpfung auszugestalten. Der konkrete Gesetzesvorschlag ist veröffentlicht⁸. Er sieht vor ein bis zwei Prozent des jährlichen Umsatzes für Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wert-

⁷ Vgl. IKEM (2017): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich (<https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/ikem-zusammenfassung-marktentwicklungsmodell-mem.pdf>)

⁸ https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2018/20181010_BWE_Position_Staerkung_der_regionalen_wirtschaftlichen_Effekte_durch_Windenergie.pdf



schöpfung im Sinne regional-wirtschaftlicher Effekte seiner Windenergieanlagen im Gebiet der Standort- und/oder den angrenzenden Gemeinden zu verwenden. Sollte dieser Vorschlag nicht im Rahmen der laufenden EEG-Novelle umgesetzt werden können, ist er in der von den Regierungsfractionen in der Einigung von Anfang November vorgesehene Arbeitsgruppe zur Akzeptanz unter Einbindung von Vertretern der Windenergiebranche zu diskutieren und auszuarbeiten. Der Vorschlag konkretisiert die im Koalitionsvertrag vereinbarten Maßnahmen zur regionalen „Wertschöpfung“ und sichert Akzeptanz durch angemessene regionale Beteiligung der betroffenen Akteure und Kommunen an den wirtschaftlichen Effekten der WEA.

Die Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern leistet einen Beitrag zur Akzeptanz. Akteursvielfalt wird gesichert, wenn alle Akteure, die bisher am Markt teilgenommen haben, auch weiterhin eine faire Chance der Teilnahme haben. Hierzu kann eine handhabbare De-minimis-Regelung zur Bürgerbeteiligung einen Beitrag leisten. Die direkte Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern stärkt das Fundament der Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie. Der BWE wird kurzfristig einen konkreten Vorschlag vorlegen.

Ansprechpartner

Abteilung Politik und

Abteilung Fachgremien und Energierecht

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)

Neustädtische Kirchstraße 6

10117 Berlin

Georg Schroth

Abteilungsleiter Politik

T +49 (0)30 / 212341-242

g.schroth@wind-energie.de

Philine Derouiche

Syndikusrechtsanwältin / Fachreferentin Energierecht

T +49 (0)30 / 212341-131

p.derouiche@wind-energie.de