



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 2016)
BT-Drs. 18/8860



Einleitung	4
Kurzfassung	5
<i>Keine Ausschreibungen – Ziele der Bundesregierung können mit EEG –Mechanismus erreicht werden</i>	5
<i>Erhalt der Akteursvielfalt (§3 Nr. 15 i.V.m. § 36g)</i>	5
<i>Negative Strompreise (§51)</i>	6
<i>Ausbauziele und Ausbaupfad – 2.500 MW netto (§§ 4, 28 Abs.1)</i>	7
<i>Abregelungen / Netzausbau (§ 36c i.V.m. § 88b)</i>	8
<i>Sektorkopplung (§27a)</i>	9
<i>Keine Einmaldegression von 5 % (§46a Abs. 1)</i>	10
<i>Korrekturfaktoren (§36h)</i>	11
<i>Europäische Öffnung mit Augenmaß (§5 i.V.m. 88a)</i>	11
<i>Bericht (§ 97)</i>	11
Gesetzesentwurf im Einzelnen - Formulierungs- und Änderungsvorschläge (nach Gesetzesstruktur)	12
Zu § 1 Zweck und Ziel des Gesetzes	12
Zu § 3 Begriffsbestimmungen	12
Zu § 4 Ausbaupfad	14
Zu § 5 Öffnung für das Ausland	15
Zu § 7 Gesetzliches Schuldverhältnis	16
Zu § 9 Abs. 6 Technische Vorgaben.....	17
Zu § 15 Härtefallregelung	18
Zu § 19 Zahlungsanspruch	18
Zu § 21 c Verfahren für den Wechsel	20
Zu § 22 Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie	20
Zu § 27a Zahlungsanspruch und Eigenversorgung	21
Zu § 28 Ausschreibungsvolumen.....	24
Zu § 33 Ausschluss von Geboten.....	25
Zu § 36 Gebote für Windenergie an Land.....	25
Zu § 36b Höchstwert für Windenergie an Land.....	25
Zu § 36c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugebiet.....	26
Zu § 36e Erlöschen von Zuschlägen für Windenergie an Land.....	27
Zu § 36 f Änderung nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land	29



Zu § 36g Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften	29
Zu § 36 h Anzulegender Wert für Windenergie an Land.....	31
Zu § 36i Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen an Land.....	31
Zu § 46 Windenergie an Land bis 2018.....	32
Zu § 46 a Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Windenergieanlagen an Land bis 2018	32
Zu § 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen.....	33
Zu § 52 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen.....	34
Zu § 55 Strafzahlungen	34
Zu § 61a Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage.....	35
Zu § 79a Regionalnachweise	35
Zu § 80 Doppelvermarktungsverbot.....	37
Zu § 80a Kumulierungsverbot	37
Zu § 85a Festlegung zu den Höchstwerten der Ausschreibung.....	37
Zu § 88a Verordnungsermächtigung zur Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen im Ausland.....	38
Zu § 88b Verordnungsermächtigung zu Netzausbaugebieten	39
Zu § 97 Erfahrungsbericht.....	40
Zu § 100 Übergangsvorschriften.....	40
Zu Anlage 2 (zu §36h) Referenzertrag	41
Sektorenkopplung	43

Einleitung

Der Erfolg der Energiewende war unter den soliden Rahmenbedingungen von Stromeinspeisegesetz und Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) möglich. Die Bundespolitik hat trotz wechselnder Regierungsmehrheiten für ein stabiles rechtliches Fundament und damit für Investitionssicherheit am Standort Deutschlands gesorgt. Länder und Kommunen haben dieses Fundament genutzt, um den Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort zu unterstützen. In einem breit aufgefächerten Markt, der von vielen mittelständischen Akteuren und Unternehmen aller Rechtsformen gekennzeichnet ist, wurde so der Ausbau der Windenergie in allen Regionen unseres Landes voran gebracht. Eine zunehmend dezentral erfolgende Stromerzeugung trägt zur Stärkung der Wirtschafts- und Finanzkraft in vielen bis dato strukturschwachen ländlichen Regionen bei. Die damit einhergehenden Wertschöpfungspotenziale wurden in mehreren Studien nachgewiesen.

Parallel zum Aufbau von Erneuerbarer Energien Anlagen ist insbesondere in der im deutschen Maschinenbau verankerten Windenergie eine kraftvolle, innovationsgetriebene und weiter wachsende Industrie mit heute mehr als 150.000 Beschäftigten entstanden. Mit den Instrumenten, die das EEG bereitstellte, gelang es in erheblichem Umfang, Kostensenkungspotenziale zu erschließen, die Netzdienlichkeit von Windkraftanlagen immer weiter zu stärken und die Effizienz der Anlagen deutlich zu verbessern. Gleichzeitig haben Vorgaben u.a. zur Systemdienlichkeit oder zur Direktvermarktung die Marktintegration der preiswerten Windenergie an Land vorangetrieben.

Der vorliegende Gesetzesentwurf, in dessen Mittelpunkt das Ausschreibungsdesign und das Ausschreibungsvolumen für Wind an Land stehen, wird dieser erfolgreichen Entwicklung nicht gerecht.

Der Gesetzesentwurf enthält eine ganze Reihe von Regelungen, bei denen der BWE deutlichen Änderungsbedarf sieht.

Im Folgenden nimmt der BWE umfassend und detailliert zu den einzelnen Regelungen des Entwurfes der Bundesregierung Stellung. Wir geben Anregungen, unterbreiten konkrete Änderungsvorschläge, stellen Formulierungshilfen bereit und äußern, wo erforderlich, fachlich fundierte Kritik.

Kurzfassung

Keine Ausschreibungen – Ziele der Bundesregierung können mit EEG – Mechanismus erreicht werden

Das EEG ist energie-, industrie- und arbeitsmarktpolitisch ein Erfolg. Alle Ziele der Bundesregierung – Kostensenkung, Mengensteuerung und Akteursvielfalt – ließen sich mit einer Weiterentwicklung innerhalb des erprobten EEG-Mechanismus erreichen. Mit der Umstellung auf Ausschreibungen legt die Bundesregierung ein „magisches Zieldreieck“ an, bei dem offensichtlich ist, dass nicht alle Ziele gleichrangig verfolgt werden können.

Mit einer großen Bandbreite an Herstellern, Zulieferern, kleinen, mittleren und großen Projektierern sowie regionalen Erzeugern, Landwirten und Bürgerprojekten ist der deutsche Windmarkt international einzigartig und schafft bundesweit und auf zahlreichen Ebenen Wertschöpfung. Diese Bandbreite ist ein wichtiger Schlüssel zur Akzeptanz der Energiewende und schafft nachweislich bessere Voraussetzungen für technische und prozessuale Innovationen. Ausschreibungen jedoch führen in aller Regel zu einer drastischen Verkleinerung des Marktes¹. Sie setzen voraus, dass es für alle Teilnehmer annähernd gleiche Voraussetzungen gibt. Dies ist mit Blick auf den breit gefächerten deutschen Markt nicht erkennbar. Deshalb halten wir Ausschreibungen für das falsche Instrument, die erreichten Erfolge des deutschen Windmarktes weiter zu entwickeln oder auch nur zu erhalten. Der BWE bewertet auch nach intensiven internen Diskussionen Ausschreibungen als ein ungeeignetes Instrument, um die Grundsätze des Gesetzes erfüllen zu können. Weder der Erhalt der Akteursvielfalt noch eine kosteneffiziente Förderung der Erneuerbaren Energien werden damit erreicht werden.

Erhalt der Akteursvielfalt (§3 Nr. 15 i.V.m. § 36g)

Das vom BMWi vorgelegte Modell der besonderen Regelungen für kleinere Akteure geht nicht weit genug. Dieses 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

¹ Vgl. https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe_ausschreibungen_wind_onshore_endbericht_09-2014_final.pdf



Falle mehrerer erfolgloser Ausschreibungsrunden belastet den kleinen Akteur schwer und kann dazu führen, dass sich dieser aus dem Markt zurückzieht. Deshalb fordern wir 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. Eine zeitliche Begrenzung entsprechend der Laufzeit der geltenden UEBLL bis 2020 würde der BWE mittragen. Das wäre ein pragmatisches Vorgehen, das allen Beteiligten die aussichtslose Suche nach einem praktikablen Vorschlag zum Erhalt der Akteursvielfalt ersparen würde und gleichzeitig allen Beteiligten die Möglichkeit gibt, in angemessener Frist zu evaluieren, wie sich dieses Instrument entwickelt. Das Argument der „Wettbewerbsverzerrung“ hat die Politik selbst entkräftet, indem sie die Vergütung für Anlagen, die nicht in die Ausschreibungen gehen müssen, einer äußerst anspruchsvollen Degression aussetzt. Einen Alternativvorschlag für eine Regelung finden Sie unter §36g dieser Stellungnahme.

Negative Strompreise (§51)

In den vergangenen zwei Jahren hat es zwischen BMWi und der Energiewirtschaft einen konstruktiven Dialog zu diesem Thema gegeben. Alle Beteiligten, auch das BMWi, sind sich einig, dass dieser Paragraph (ehemals § 24 EEG 14) gestrichen werden muss. Die Sachargumente gegen diesen energiewirtschaftlichen Unsinn wurden vorgetragen von Betreibern, Direktvermarktern, Finanzierern und Wissenschaftlern. Im Entwurf zum Strommarktgesetz hatte der Gesetzgeber reagiert und eine gewisse Abmilderung vorgesehen. Diese wurde kurz vor der Verabschiedung des Strommarktgesetzes wieder gestrichen.

Aus Sicht des BWE ist dieser Rückschritt nicht nachvollziehbar, denn wie bereits erwähnt war die Diskussion mit dem BMWi und der Branche in den letzten Monaten bereits viel weiter.

Der BWE empfiehlt – wie im Übrigen auch die Gutachter des BMWi – den Paragraphen zu streichen.² Aus energiewirtschaftlicher Sicht macht dieser Paragraph keinen Sinn, denn er konkurrenziert den Ausbau der dringend benötigten Flexibilitäten im Strommarkt, er drängt Erneuerbare Energien aus dem Markt und hält konventionelle Energieträger am Netz. Er erhöht 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.

² Vgl. https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ergebnispapier-zum-workshop-ss-24-eeg-und-seine-folgen-fuer-den-strommarkt/20160428_energy_brainpool_ergebnispapier_workshop_ss_24_eeg_folgen_strommarkt.pdf



Die Bundesregierung sollte mit der Europäischen Kommission, auf deren Drängen der Paragraph ins EEG genommen wurde, 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“, ähnlich wie „Butterberge“ und „Milchseen“, handelt.

Wichtig ist, dass die Nichtvergütung bei negativen Strompreisen kalkulierbarer gemacht werden muss. Deshalb sollte, wie ursprünglich im Entwurf des Strommarktgesetzes vorgesehen die Berechnung der negativen Stundenkontrakte auf Basis der Werte des vortägigen Handels am Spotmarkt und der volumengewichteten Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel vorgenommen werden.

Die Aufhebung der Anlagenzusammenfassung, wie sie im aktuellen Regierungsentwurf vorgesehen ist, begrüßt der BWE. (§51 Abs. 3 Nr. 1)

Ausbauziele und Ausbaupfad – 2.500 MW netto (§§ 4, 28 Abs.1)

Das Ausschreibungsvolumen sollte gemäß der Bund-Länder-Vereinbarung von April 2014 mindestens 2.500 MW netto pro Jahr betragen. Mit der im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Menge von 2.800 MW brutto wird dieses Ziel schwer erreicht. Mengen aus nicht realisierten, früher bezuschlagten Projekten müssen erneut in die Ausschreibungen kommen, um die Ausschreibungsmenge auch als Brutto-Zubau im Sinne des angestrebten Ausbavolumens zu realisieren.

Aufgrund der bei Wind Onshore in jedem Fall zu erwartenden Realisierungsfristen von mehreren Jahren wird ein nachträglicher Ausgleich zu erheblichen Verzögerungen beim Ausbau von Wind Onshore in Deutschland führen. Generell sollten Volumina aus erloschenen oder entwerteten Zuschlägen jeweils auf die nachfolgende(n) Runden aufgeschlagen werden.

Vor dem Hintergrund der Ausschreibungsziele (Erhalt der Akteursvielfalt, Erreichen der nationalen Ausbauziele und Kosteneffizienz) ist ein hohes Ausbavolumen dringend notwendig. Will die Bundesregierung die Vorgaben ihres geltenden Koalitionsvertrages erfüllen und beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Kosteneffizienz erreichen, so gelingt dies nur, wenn die kostengünstigste Erneuerbare Energie, die Windenergie an Land, keinem Risiko eines Zubaeinbruchs ausgesetzt wird. Stattdessen sollte ihr Potenzial genutzt werden, um dem Investitionsstandort Deutschland Verlässlichkeit zu geben. In seiner Marktanalyse Windenergie an Land^[2] hat das BMWi einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau ab dem

^[2] Siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 6



Jahr 2016 in Höhe von 4.400 MW für die Windenergie an Land errechnet. Hierin sind Repowering-Projekte mit berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Repowering-Projekte muss allerdings aus Sicht des BWE sehr sorgfältig anhand des Anlagenregisters beobachtet werden, da sich der Rückbau in den letzten Jahren anders als prognostiziert entwickelt hat. Anderenfalls besteht durchaus die Gefahr, dass der Ausbaukorridor nicht erreicht wird.

Abregelungen / Netzausbau (§ 36c i.V.m. § 88b)

Solange nicht alle Maßnahmen für eine effiziente Auslastung der Netze genutzt wurden, lehnt der BWE Formen von Netzausbauregionen und damit verbundene Ausbaureduzierungen ab. Eine Synchronisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Ausbau der Netze muss vor allem durch einen beschleunigten Netzausbau erfolgen. Die Windenergie ist nicht Ursache für die Netzengpässe.

Eine entsprechende Grundlage liefert die Studie der Übertragungsnetzbetreiber³: Das Beratungsunternehmen Consentec hat darin eine konventionelle Mindesterzeugung von 20 GW („PROD_min“) ermittelt. Dieser Wert steigt an den betrachteten Tagen unter Berücksichtigung der Vorhaltung negativer Regel- und Besicherungsleistung sowie von Redispatch auf 25 - 30 GW an. Diese bleiben auch bei negativen Preisen am Netz. Der Netzbetreiber 50Hertz schreibt in seinem diesbezüglichen Newsletter. „Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten durch Netzausbau und innovative Lösungen daran, die Mindesterzeugung zu reduzieren.“⁴ Der BWE unterstützt das Vorhaben, die Mindesterzeugung zu reduzieren, um bei Zeiten hoher Windeinspeisung freie Netzkapazitäten zu gewinnen.

Der BWE sieht die Situation einzelner Regionen mit hohen Maßnahmen des Einspeisemanagement sehr kritisch und ist sich bewusst, dass es hier Lösungen geben muss. Eine Lösung darf nicht einseitig zu Lasten der Planungen von Windenergieprojekten gehen. Deshalb schlägt der BWE folgende Punkte vor:

- Eine wie auch immer geartete Maßnahme muss immer zeitlich begrenzt sein, um den Engpass im Netz zu beseitigen.
- Netzbetreiber in betroffenen Gebieten müssen nachweisen, dass sie alle Maßnahmen zu effizienten Auslegung der Netze getroffen haben:
 - Alle möglichen fossilen Kapazitäten müssen ihre Leistungen maximal gedrosselt oder abgeschaltet haben;
 - Temperaturleiterseilmonitoring der Netze muss eingerichtet sein;
 - Verstärkung / Erneuerung der Leiterseile auf den Stand der Technik muss erfolgt sein;

³ https://www.netztransparenz.de/de/file/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf

⁴ Mail vom 10. Mai 2016, Betreff: Studie zur Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke



- Öffnung der Regelenergiemärkte;
- Einführung variabler Netzentgelttarife bzw. variabler Stromtarife, um auch durch die Nachfrage die Netze entsprechend zu entlasten.
- Darüber hinaus muss in den betroffenen Regionen eine Kopplung der Sektoren Strom-, Wärme- und Mobilität vollzogen worden sein (u.a. Flexibilisierung, Digitalisierung).
 - Verpflichtung der ÜNB, Echtzeitdaten zu nutzen, wenn diese vorliegen, um die Netzsteuerung zu optimieren.
 - Verpflichtung der Netzbetreiber, Netze zu modernisieren und zu optimieren.
 - Nachweis der ÜNB/BNetzA, dass alle nicht systemnotwendigen konventionellen Kraftwerke geregelt werden (inkl. Begründung der technologischen Mindestenerzeugung durch den Kraftwerksbetreiber).
 - Der §27a im Gesetzentwurf EEG 2016 muss gestrichen werden.
 - Der Engpass verursachende Netzbetreiber muss einen Zeitraum angeben, in dem er den Engpass definitiv beseitigt, dies wird durch die BNetzA kontrolliert und sanktioniert.
 - Dann kann über ein Abschmelzen der sich aus der Härtefallregelung ergebenden Ausfallvergütungen in Regionen, die mehr 50% Abschaltzeiten haben, nachgedacht werden.

Der BWE hat schon immer eine Reihe von Vorschlägen gemacht, wie die Situation hätte verhindert werden können, diese sollten zumindest zukünftig umgesetzt werden:

- Investitionen der Anlagenbetreiber in die Sektorkopplung, insbesondere IT, und Marktkommunikation mit Netzbetreibern
- Marktplatz für zuschaltbare Lasten analog Regelenergiemärkte über große KWK, die am Redispatch teilnehmen, hinaus, für alle Anbieter öffnen
- Schaffung der Möglichkeit zuschaltbare Lasten über bilaterale Verträge anzubieten (z.B. Anlagenbetreiber mit Speicheranbieter / Verbraucher)
- Aufbau von halbjährlichen Netzausbaukonferenzen unter Moderation der BNetzA mit BMWi, NB, EE (Vorbild Schleswig-Holstein⁵)
- Ggf. Verhandlungen mit ÜNB zu Redispatch bei EE-Anlagen (erste Pilotprojekte laufen schon z.B. mit TenneT)

Sektorkopplung (§27a)

Der Gesetzgeber regelt hier einen Zwang zur Volleinspeisung jeder erzeugten Kilowattstunde in das Netz. Kleinere Ausnahmeregelungen sind möglich, aber nicht ausreichend.

Der Zwang zur Netzeinspeisung muss aufgehoben sein für jede Form der Sektorkopplung (Speicherung / PTG / PTH). Und dies darf nicht nur in Zeiten, in denen die Börse negativ ist

⁵ 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.



gelten (so derzeit § 27 a Abs. 1 Nr. 4). Deshalb sollte der §27a gestrichen werden. Sollte dies nicht möglich sein, müsste zumindest die Einigung des Bundes mit den Ländern verwirklicht werden.

Bund und Länder hatten sich unter Bezugnahme auf die Regionen aus dem Schaufenster-Projekt "Sinteg" verständigt, regulatorische Experimentierklauseln zu schaffen, um neue Problemlösungen, insbesondere bei der Sektorkopplung zu erproben. Leider fehlt dieser Ansatz im Gesetzentwurf. Wir regen deshalb ganz konkret an, §27a Ziffer 4 um den Halbsatz "oder zu Zeiten, in denen die Anlagen durch Einspeisemanagement nach §14 vom Netzbetreiber geregelt werden." zu ergänzen, wenn eine Streichung nicht durchgesetzt werden kann.

Zusätzlich wäre an dieser Stelle auch eine Experimentierklausel die sich auf die „Sinteg“-Projekte bezieht denkbar.

Keine Einmaldegression von 5 % (§46a Abs. 1)

Die Bundesregierung hat vorgeschlagen, im Jahr 2017 eine einmalige Degression von 5 % zum 1.6.2017 durchzuführen, um den Zubau der Windenergie einzuschränken. Damit würden viele Projekte, besonders im Süden Deutschlands nicht mehr gebaut werden können. Mit dem atmenden Deckel aus dem EEG 2014 wird aktuell die Vergütung bei Wind an Land jedes Quartal um 1,2 % gesenkt. Damit kommt es in einem Jahr zu einer Degression von 4,8 % Degression pro Jahr.

Der BWE lehnt jegliche Einmaldegression von Windenergie ab. Ein solch drastischer Einschnitt schadet nicht nur der Windenergie an Land, sondern erschüttert auch das Vertrauen in den Standort Deutschland (Invest in Germany) insgesamt. Verlässliche Rahmenbedingungen waren schon immer ein sehr hoch gehaltenes Gut.

Die Sonderdegression, die gemäß des Kabinettsbeschlusses vom 8.6.2016 eine Kürzung der Vergütungssätze um -5% am 1.6. und danach eine Erhöhung der vierteljährlichen Degressionsätze auf bis zu 2,4% je Quartal vorsieht, soll den Ausbau der Windenergie an Land insbesondere im Übergangszeitraum 2017 und 2018 bremsen.

Aufgrund der langen Vorlaufzeiten würde eine Sonderdegression in 2017 in bereits bestehende Liefer- und Finanzierungsverträge eingreifen. Dies führt zu negativen Auswirkungen auf die Investorensicherheit ob der Stabilität der regulatorischen Rahmenbedingungen am Standort Deutschland. Bestehende Verträge müssten bezüglich geänderter Rahmenbedingungen nachverhandelt oder sogar storniert werden.

Sollte eine Sonderdegression politisch unabwendbar sein, fordert der BWE

- Dass eine einmalige Sonderdegression quartalsweise ab dem 1.7.2017 verteilt, vorgenommen wird und
- dass es zu keiner Erhöhung der Obergrenze des atmenden Deckels kommt.

Korrekturfaktoren (§36h)

Der bundesweite Ausbau der Windenergie an Land muss unbedingt über eine Änderung der Verhältnisfaktoren erreicht werden. Die geplante Netzausbaugeregung befördert nicht den bundesweiten Ausbau.

Der Zeitraum zum Nachweis des Gütefaktors nach § 36h Abs. 3 Nr. 2 ist mit 2 Monaten deutlich zu kurz; hier müssten mind. 4, besser 6 Monaten stehen, sonst ist für die Gutachter das nicht leistbar.

Europäische Öffnung mit Augenmaß (§5 i.V.m. 88a)

Der BWE unterstützt generell den Leitgedanken der Bundesregierung, die deutsche Energiewende stärker europäisch zu denken. Die vorgeschlagene Öffnung nationaler Fördermechanismen sieht der BWE 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 erhöht. Gleichzeitig sind mit einer Öffnung aufgrund der Verschiedenartigkeit der Förderbestimmungen in den EU-Mitgliedstaaten eine Vielzahl ungeklärter Fragen und ungelöster Herausforderungen verbunden.

Bericht (§ 97)

Der BWE fordert, dass der Berichtszeitraum für die Überprüfung der Einführung des Ausschreibungssystems jedes Jahr und nicht alle vier Jahre erfolgt. (§ 97)

Gesetzesentwurf im Einzelnen - Formulierungs- und Änderungsvorschläge (nach Gesetzesstruktur)

Zu § 1 Zweck und Ziel des Gesetzes

Für den BWE ist es wichtig zu betonen, dass es sich bei den anzustrebenden Anteilen der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in den Jahre 2025 und 2035 um Mindestziele handeln muss. Deshalb müssen mindestens 45 Prozent bis 2025 und mindestens 60 Prozent bis 2035 Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch angestrebt werden. Dem Paragrafen ist neu hinzugefügt worden, dass der Ausbau u.a. „netzverträglich“ erfolgen soll. Der Begriff „netzverträglich“ wird aber in der Begründung nicht zufriedenstellend definiert. Laut Gesetzesbegründung sei das Ziel der EEG-Novelle, beim Ausbau Erneuerbarer Energien die bestehenden Netzengpässe stärker in den Blick zu nehmen. Wenn die Bundesregierung dieses Ziel verfolgt, dann muss sie den für den Netzausbau verantwortlichen Stellen einen nachhaltigen Anreiz schaffen, mit dem Netzausbau, der nicht erst seit Kurzem stockt, voranzukommen. Aus Sicht des BWE ist es nicht tragbar, sich in Abhängigkeit des Netzausbaus zu begeben.

Zu § 3 Begriffsbestimmungen

Nr. 4 Ausschreibung

Laut Definition in § 3 Nr. 4 bezeichnet Ausschreibung ein „objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren“. Diese Attribute sind jedoch nicht per se mit der Einführung von Ausschreibungen gegeben. Das zeigen auch die bereits vorliegenden internationalen Erfahrungen.⁶

Nr. 15 Bürgerenergiegesellschaft

Es ist nicht nachvollziehbar, warum das BMWi eine so eng definierte Gruppe von Akteuren wählt, um Erleichterungen für kleinere Projekte zu ermöglichen. Die Europäische Kommission gibt in den Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien keine besonderen Vorgaben zur Akteursgruppe, um Ausnahmen von der Ausschreibung zu gewähren. Lediglich auf die Größe der Projekte hebt die EU-Kommission ab. Es ist nicht verständlich, dass das BMWi nicht den vollen Spielraum, den die EU-Kommission den Mitgliedsstaaten für Ausnahmeregelungen einräumt, ausschöpft. Deshalb lehnt der BWE eine Beschränkung der Akteursgruppe ab. Der

⁶ Vgl. hierzu die von IZES im Auftrag des BWE erstellte Studie „Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland, Berlin 2014; http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe_ausschreibungen_wind_onshore_endbericht_09-2014_final.pdf

BWE setzt sich weiter für eine echte De–Minimis-Regelung in der von der EU eingeräumten Grenze von 18 MW ein.

Vorschlag: Streichen des § 3 Nr. 15, Schaffung einer echten De-Minimis-Regelung in dem von der EU ermöglichten Rahmen, hierzu verweisen wir auf unsere Ausführungen zu § 36f“

Sollte der Gesetzgeber die von der EU eingeräumten Möglichkeit nicht nutzen wollen, so sollte zumindest die vorgeschlagene Regelung im Gesetzentwurf wie folgt geändert werden:

- Bei der Definition der Akteursgruppe wäre es wichtig, die Möglichkeit einer räumlichen Öffnung in die Definition aufzunehmen. Bei einer scharfgezogenen Grenze des Kreises wird eine sinnvolle Einbindung von benachbarten Bürgern aus den angrenzenden Gemeinden erschwert.
- Ferner sollte die Beteiligungsquote in c) erhöht werden: Statt einer Begrenzung des maximalen Stimmrechtsanteils je Gesellschafter auf 10 Prozent sollten eine Anhebung auf zudem höchstens 24,9 Prozent Stimmrechtsanteil vorgesehen werden, um eine Finanzierung der Projektentwicklung zu erleichtern.

Formulierungsvorschlag:

*„15. Bürgerenergiegesellschaft eine Gesellschaft,
a) (...)*

b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll oder den angrenzenden kreisfreien Städten oder den angrenzenden Landkreisen nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und

c) bei der kein Mitglied der Gesellschaft mehr als ~~10~~ 24,9 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält (...)“

Zudem sollte die Definition unter Nr. 15 ergänzt werden, um im Sinne der Akzeptanz in der Bevölkerung bestehende Publikums-KGs weitere Projekte, bspw. im Repowering, erleichtert zu ermöglichen.

Formulierungsvorschlag:

„Als Bürgerenergiegesellschaft gilt auch eine Gesellschaft, die bei Inkrafttreten dieses Gesetzes bereits eine oder mehrere Windenergieanlagen betreibt und diese auf denselben Flurstücken der Standorte oder auf an diesen angrenzenden Flurstücken durch neue Windenergieanlagen maximal derselben Anzahl ersetzen will und deren Stimmrechte zu mindestens 80 Prozent von natürlichen Personen gehalten werden.



Diese Voraussetzungen gelten auch dann als erfüllt, wenn zwar eine andere Gesellschaft die Errichtung und den Betrieb der Neuanlagen plant, in dieser anderen Gesellschaft aber mindestens 80 Prozent der Stimmrechte von natürlichen Personen gehalten werden, die bereits zum Inkrafttreten des Gesetzes auch Gesellschafter der Betreibergesellschaft der zu ersetzenden Windenergieanlagen waren.

Nr. 37. Prototyp einer Windenergieanlage an Land

Nr. 37 definiert die jeweils ersten zwei als Prototyp im Register gemeldeten Windenergieanlagen an Land eines Typs als „Prototyp“. In der Begründung S. 223 wurde folgender wichtiger Sachverhalt klargestellt: „Der Begriff weicht von der bisher in der SDLWindV verwendeten Definition des Begriffs Prototyp ab. Die hier vorgenommene Definition gilt für das EEG 2016.“ Diese Klarstellung begrüßt der BWE.

Zur Formulierung in Nr. 37 b

In einigen Fällen können Typenzertifikate auf theoretischer Grundlage erteilt werden. Dennoch ist ein Prototypentest im Feld auch in diesen Fällen unabdingbar. Daher muss der Teilsatz „ zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht erteilt ist“ gestrichen und der erste Halbsatz mit den Worten einer „neuen oder geänderten“ Typenprüfung präzisiert werden

Formulierungsvorschlag

Nr: 37 b) einer neuen oder geänderten Typenprüfung oder einer Einheitenzertifizierung bedürfen, die ~~zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht erteilt ist und erst nach der Inbetriebnahme einer Anlage erteilt werden kann,~~

Zu § 4 Ausbaupfad

Es ist aus Sicht des BWE essentiell, dass es bei dem Ausbaukorridor von 2.500 MW netto pro Jahr für Wind an Land bleibt. In seiner Marktanalyse Windenergie an Land^[2] hat das BMWi einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau ab dem Jahr 2016 in Höhe von 4.400 MW für die Windenergie an Land errechnet. Hierin sind Repowering-Projekte mit berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Repowering-Projekte muss allerdings aus Sicht des BWE sehr sorgfältig anhand des Anlagenregisters beobachtet werden, da sich der Rückbau in den letzten Jahren anders als prognostiziert entwickelt hat. Die Vorgaben im Gesetzentwurf entsprechen nicht dem Kompromiss, den der Bund und die Länder im Zuge der EEG-Novelle

^[2] Siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 6

2014 geschlossen haben. Für Wind an Land ist in § 4 eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land bis zu 2.500 MW netto pro Jahr vorgesehen, was aus Sicht des BWE zu unklar ist. Der Korridor muss sich auch später in den folgenden §§ des Gesetzes widerspiegeln. Deshalb fordert der BWE folgende Formulierung:

Formulierungsvorschlag:

„§ 4 Ausbaupfad

Die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 2 sollen erreicht werden durch

- 1. Eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergie an Land um ~~bis~~ zu 2.500 MW pro Jahr netto,*

(...)

Das Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land bestimmt sich nach dem Stand der Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 2 und einer mindestens auszuschreibenden Bruttomenge, die 2.500 MW pro Jahr netto entspricht.“

Mengen aus nicht realisierten, früher bezuschlagten Projekten müssen erneut in die Ausschreibungen kommen, um die Ausschreibungsmenge auch als Brutto-Zubau im Sinne des angestrebten Ausbauvolumens zu realisieren.

Zu § 5 Öffnung für das Ausland

Der BWE unterstützt generell den Leitgedanken der Bundesregierung, die deutsche Energiewende stärker europäisch zu denken und im Rahmen der Kooperationsmechanismen auf freiwilliger Basis enger mit den Nachbarstaaten Deutschlands zusammenzuarbeiten. Allerdings kann die Europäisierung der Energiepolitik kein Selbstzweck sein, sondern bei jeder Maßnahme sind mögliche Vor- und Nachteile gegeneinander abzuwägen. Die vorgeschlagene Öffnung nationaler Fördermechanismen sieht der BWE kritisch. Durch die vorgesehene 5 Prozent-Öffnung wird das ohnehin begrenzte Ausbauvolumen für deutsche Akteure möglicherweise 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, die ungenügend in dem Entwurf adressiert sind.

Konkret sieht der BWE in § 5 folgende Probleme: unzureichende Sicherung der deutschen Erneuerbare Energien Ausbauziele nach § 1 und § 4 EEG sowie Mangel an Investorensicherheit, negative Auswirkungen auf die Akzeptanz, einseitige Benachteiligung von deutschen Wettbewerbern allgemein und kleineren Akteure im Speziellen und ein Defizit demokratischer Legitimität aufgrund von § 88a.

Folgende Punkte fordert der BWE, die in dem vorliegenden Entwurf in § 5 eingearbeitet werden müssen:

- Die Bundesregierung muss sicherstellen, dass die nationalen Ausbauziele nach § 1 EEG und § 4 EEG für die Erneuerbaren Energien generell und Windenergie an Land im Speziellen erreicht werden. In dem Gesetzentwurf sollte ersichtlich werden, wie dies gewährleistet werden wird, auch im Rahmen der geöffneten Ausschreibungen.
- Es sollten die Aspekte der Kostenteilung und Wirkung für die deutsche Energiewende adressiert werden, bevor geöffnete Ausschreibungen durchgeführt werden, um die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung zu erhalten. Hierzu sollte u.a. aufgezeigt werden, wie ein Nachweis über einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt erbracht werden wird.
- Die Bundesregierung sollte auch in geöffneten Ausschreibungen ein „level playing field“ für alle Akteure sicherstellen. Es sollte auch spezifiziert werden, was „in einem vergleichbaren Umfang“ in § 5 Absatz 3 Nummer 2 heißt. Außerdem sollten kleinere Akteure in der Ausgestaltung der geöffneten Ausschreibungen besonders berücksichtigt werden.

Zu § 7 Gesetzliches Schuldverhältnis

Der BWE spricht sich weiterhin gegen die Streichung des Abweichungsverbotes des § 7 Abs. 2 aus.

Das Abweichungsverbot des Abs. 2 hat sich über Jahre bewährt. In der Vergangenheit wurden oft von Netzbetreibern Verträge verlangt, die von den Vorschriften des EEG abwichen. Durch das zwingende Recht des EEG 2014 in § 7 Abs. 2 war es für Anlagenbetreiber noch tragbar, Verträge mit Netzbetreibern zu zeichnen, da vom EEG zuungunsten einer Partei abweichende Vereinbarungen nichtig waren. Zudem hat die Regelung große Bedeutung für die Bestimmung des sachgerechten Verknüpfungspunkts. Da sie sowohl Anlagen- als auch Netzbetreiber einbezieht, schützt sie beide Beteiligten.

Sollte das Abweichungsverbot jetzt aufgehoben werden, sind hier erneut Probleme absehbar. Die schon jetzt übermächtige Stellung der Netzbetreiber würde noch vergrößert und es müsste geraten werden, dass Anlagenbetreiber etwaige Verträge kündigen, womit ein hohes Konfliktpotenzial eröffnet und eine Prozesslawine ausgelöst würde.

Die jetzt vorgeschlagene Formulierung lehnt sich vermutlich an § 307 Abs. 2 Nr. 1 BGB an. Allerdings fehlen dabei die wesentlichen Regelungen des § 307 Abs. 1 und des § 307 Abs. 2 Nr. 2. Wenn die AGB-Regelung herangezogen werden sollte, dann vollständig: „Von den Bestimmungen dieses Gesetzes abweichende vertragliche Regelungen dürfen keinen Vertragspartner unangemessen benachteiligen. § 307 Abs. 1 Satz 2 und Abs. 2 BGB gelten entsprechend.“



Der BWE spricht sich aber deutlich für die Wiederaufnahme des § 7 Abs. 2 EEG 2014 aus.

Formulierungsvorschlag:

Ablehnung der vorgeschlagenen Formulierung des § 7 Abs. 2 im EEG 2016; Wiederaufnahme der Formulierung des EEG 2014:

(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 11 Absatz 3 und 4 nicht zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden. Dies gilt nicht für abweichende vertragliche Vereinbarungen zu den §§ 5 bis 55, 70, 71, 80 und 100 sowie zu den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen, die

1. Gegenstand eines Prozessvergleichs im Sinne des § 794 Absatz 1 Nummer 1 der Zivilprozessordnung sind,

2. dem Ergebnis eines von den Verfahrensparteien bei der Clearingstelle durchgeführten Verfahrens nach § 81 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 entsprechen oder

3. einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 85 entsprechen.“

Zu § 9 Abs. 6 Technische Vorgaben

Die Geltung der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) wurde in § 9 Abs. 6 bis zum 30. Juni 2017 verlängert. Bis zum Zeitpunkt der verpflichtenden Anwendung des europäischen Netzkodex für Erzeugungsanlagen (NCRfG) am 17. Mai 2019 besteht eine Regelungslücke. Deshalb begrüßen wir die Intention der Gesetzesänderung im Rahmen der EnWG Novelle Rechtsicherheit nach „Auslaufen“⁷ der SDLWindV zu schaffen (Verbändeanhörung vom 23.05.2016 zum Nachweisverfahren der Eigenschaften von Stromerzeugungsanlagen - Zertifizierung im EnWG/ Umsetzung RfG). Absatz 1 bis 3 des Gesetzesentwurfs verweisen auf die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1-68). Die Bestimmungen des NCRfG werden nach Artikel 72 NCRfG ab dem 27.04.2019 anwendbar. Folglich müssten auch Absatz 1 bis 4 des vorliegenden EnWG Entwurfs erst ab dem 27.04.2019 anwendbar sein. Um Rechtssicherheit für den Zeitraum 1.1.2017 bis 26.04.2019 zu schaffen, sollte daher ein Absatz 5 zur Regelung der Übergangsfrist hinzugefügt werden.

⁷ Nach § 9 Absatz 6 EEG 2014 müssen Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind, die Anforderungen der SDLWindV erfüllen. Im Referentenentwurf des EEG 2016 ist keine Verlängerung dieses Zeitraumes vorgesehen.



Formulierungsvorschlag:

„Absatz (5) neu:

Bis zur verpflichtenden Anwendung der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1-68) erfolgt der Nachweis der elektrischen Eigenschaften:

- a) In der Mittelspannung auf Basis der BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008 nach Lesart der SDLWindV § 2) und unter Beibehaltung der Prototypenregelung nach SDLWindV § 6 (für die anderen Erzeugungstechnologien ist das abweichend zu definieren)
- b) In der Hochspannung auf Basis der VDE-AR-N 4120:2015-01 (TAR Hochspannung)
- c) In der Höchstspannung auf Basis des Kapitels 11 und 12 der VDE-AR-N 4120:2015-01 (TAR Hochspannung)“

Zu § 15 Härtefallregelung

Wir begrüßen, dass § 15 Härtefallregelung unberührt bleibt und verweisen auf die BEE-Stellungnahme zum Strommarktgesetz vom 14. März 2016.⁸ In ihren Stellungnahmen zum Grünbuch und zum Weißbuch haben die vier ÜNB ebenfalls verdeutlicht, dass zur Gewährleistung der Systemsicherheit die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend erforderlich ist.⁹

Zu § 19 Zahlungsanspruch

Absatz 2 regelt, dass der Anspruch nach Abs. 1 nur besteht, wenn der Betreiber 1. kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch nimmt und 2. keine Steuerbegünstigung in Anspruch nimmt.

Der BWE hat sich wie sein Dachverband BEE bereits mehrfach gegen den Wegfall der Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromSteuerG ausgesprochen. Zuletzt hatte der BEE im Mai 2016 eine Stellungnahme zum Entwurf des Bundesministeriums

⁸ http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20160314_BEE-Stellungnahme_zum_Strommarktgesetz.pdf, S. 4 -9

⁹ Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Fassung vom 13.02.2015, S. 3 und Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, S. 8

der Finanzen zur Änderung des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes abgegeben, auf die hier verwiesen sei.¹⁰

Projekte zur lokalen Nutzung von Erneuerbarem Strom z.B. in Einspeisenetzen oder in Kombination mit Speichern und lokalem Stromverbrauch (Wärmenetze, Schwimmbadheizung, etc.) wurden nur durch die Zahlung der EEG-Vergütung zusätzlich zur Stromsteuerbefreiung möglich. In diesen Fällen handelt es sich im weitesten Sinne um Forschungs- und Entwicklungs- bzw. Pilotprojekte zur Förderung der Sektorenkopplung, die finanziell ohne Unterstützung nicht darstellbar sind. Die Befreiung von der Stromsteuer ersetzt somit quasi Forschungs- und Entwicklungsgelder. Auch zur Sicherung der Akzeptanz des Erneuerbare-Energien-Ausbaus in strukturschwachen Räumen kann die Stromsteuerbefreiung beitragen. Der Betreiber erhält die Möglichkeit, Kunden mit räumlicher Nähe zum Windpark von der Stromsteuer zu befreien und ihnen einen günstigeren Strompreis anzubieten. So profitieren die Menschen vor Ort direkt. Im Zuge der Diskussionen um zunehmende „EinsMan“-Schaltungen bekommt die lokale Nutzung von Überschussstrom besondere Bedeutung. Es gilt: „Nutzen vor Abregeln!“ D.h., dass die Energie zunächst in power-to-x Anlagen, wie z.B. power-to-heat oder power-to-gas genutzt oder gespeichert wird. Nur wenn das nicht möglich ist, sollte abgeregelt werden. Damit die Energie genutzt werden kann, sollten netzdienliche Speicher neben „Endverbraucher“ und „Erzeuger“ als separate dritte Kategorie „Speicher“ definiert werden. Denn wenn ein Speicher zur Netzentlastung beiträgt, sollte dieser auch von den Netzentgelten oder Abgaben wie z.B. der Stromsteuer befreit werden.

Formulierungsvorschlag:

§ 19 Absatz 2 Nummer 2 streichen: ~~keine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes für den Strom in Anspruch genommen wird.~~

Zu § 20 Marktprämie

Zu Abs. 1, Satz 2

Der BWE spricht sich dafür aus, dass auch beim Wechsel des Direktvermarkters eine Übergangsfrist eingeräumt wird und empfiehlt daher, den § 20, Abs. 1, Satz 2 zu ergänzen. Die Regelung stellt den Anspruch auf die Marktprämie sicher. Daher ist eine moderate Übergangsfrist – für den Fall, dass beim Wechsel des Direktvermarkters Probleme auftreten – im Sinne der Anlagenbetreiber. Für die Anlagenbetreiber hängt die Marktprämie davon ab, dass die Fernsteuerbarkeit durch den aktuellen Direktvermarkter gewährleistet wird.

¹⁰ http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20160519_BEE-Stellungnahme_Energie-_und_Stromsteuergesetz.pdf

**Formulierungsvorschlag:**

„Die Voraussetzung nach Satz 1 Nummer 3 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt sein. „Dasselbe gilt bei einem Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers.““

Zu Abs. 3

Der BWE begrüßt die Einfügung des Halbsatzes „...Fernsteuerungstechnik, die über die zur Direktvermarktung notwendigen Funktionalitäten verfügt. Bei der im ersten Entwurf noch enthaltenen Formulierung hätten sich erhebliche Unsicherheiten für den laufenden Betrieb des Anlagenbestandes ergeben und den Erneuerbaren Energien Anlagen wäre der Weg zum Regelenergiemarkt verwehrt gewesen.

Zu § 21 c Verfahren für den Wechsel

Gegenüber dem alten § 21 soll die Monatsfrist nunmehr auch für die erstmalige Veräußerung des Stroms gelten. Diese vorgeschlagene Regelung ist weder praktisch erforderlich noch sinnvoll umsetzbar. Nach der vorherigen Rechtslage kann punktgenau angemeldet werden, z.B. auf den Inbetriebnahmezeitpunkt fixiert, bspw. zum 15. eines Monats. Zudem sind meist vor der Inbetriebnahme die Zählpunkte noch nicht bekannt, so dass die Monatsfrist meist nicht eingehalten werden könnte. Nach der neuen Rechtslage könnte immer nur zum Monatsersten angemeldet werden. Dem BWE sind keine praktischen Probleme der vorliegenden Rechtslage bekannt, daher sollte die für alle Seiten vorteilhaftere und praktisch umsetzbare Regelung beibehalten werden.

Formulierungsvorschlag:

„(1) Anlagenbetreiber müssen (...) mitteilen, ~~wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 veräußern oder~~ wenn sie zwischen (...)“

Zu § 22 Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie

Zu den einzelnen Übergangsbestimmungen des §22 Nr. 5:

Zu b): diese Übergangsbestimmung geht deutlich und auch unnötig über die Voraussetzungen im § 102 EEG 2014 hinaus. Hier sollten die bestehenden Vorschriften ausreichen: nach den Vorschriften des Anlagenregisters muss jede Genehmigung gemel-



det werden. Hier eine zusätzliche und sehr knappe Frist für die Meldung ins Anlagenregister neu einzuführen, ist nicht sachgerecht. Zudem sind die Folgen unverhältnismäßig hart: wer nicht innerhalb eines Monats die Genehmigung mit allen erforderlichen Angaben einreicht, verliert den kompletten Anspruch auf die Übergangsregelung. Dafür gibt es keinen, eine so weitreichende Sanktion rechtfertigenden sachlichen Grund. Die Anforderung „mit allen erforderlichen Angaben“ ist eine zusätzliche Anforderung. Die Pflichten aus dem Anlagenregister sind selbst Fachleuten oft schwer verständlich. Hier den kompletten Anspruch aus der Genehmigung zu verlieren, ist nicht verhältnismäßig.

Zusätzlich wird vorgeschlagen, einen ergänzenden Satz 2 in Nr. 5 aufzunehmen: Die Übergangsregelung soll auch dann Anwendung finden, wenn eine vollständige Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) bis Jahresende 2016 vorliegt, aber z.B. aufgrund immer wieder vorkommender technischer Änderungen der Anlagenhersteller Änderungen im Anlagentyp erforderlich werden, die im neuen Jahr genehmigungsseitig abzarbeiten sind.

Forderung: Streichung des § 22 Abs. 2 Nr. 2b).

Zudem müsste in c) der Verweis auf b) gestrichen werden, c) wird b)

Formulierungsvorschlag:

„2. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen worden sind, wenn

a) Sie vor dem 1. Januar 2017 nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz genehmigt worden sind,

~~*b) die Genehmigung nach Buchstabe a vor dem 1. Februar 2017 mit allen erforderlichen Angaben im Register gemeldet worden ist und*~~

~~*–b) der Genehmigungsinhaber nicht vor dem 1. März 2017 durch schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur unter Bezugnahme auf die Meldung nach Buchstabe b auf den gesetzlich bestimmten Anspruch auf Zahlung verzichtet hat,*~~

Änderungen des Anlagentyps am gleichen Standort sind unschädlich.“

Zu § 27a Zahlungsanspruch und Eigenversorgung

Die in § 27a vorgeschlagenen Regelungen sind zum einen praktisch für viele Windparks nicht umsetzbar, zum anderen werden viele Möglichkeiten der Sektorkopplung damit unnötig ausgeschlossen.

Zum einen können die Tatbestandsvoraussetzungen von Windparks, in denen die WEA von unterschiedlichen Anlagenbetreibern betrieben werden, regelmäßig nicht erfüllt werden, weil der Strom einer Windenergieanlage physikalisch auch in nebenstehenden Windenergieanlagen am selben Verknüpfungspunkt als Betriebsstrom verbraucht wird. Da es keine Übergangsregelung gibt, würde die Regelung zum Förderstopp für alle betroffenen Windparks ab Inkrafttreten der Regelung führen. Daher ist die unten vorgeschlagene Änderung dringend erforderlich.

Formulierungsvorschlag:

... Ausgenommen ist der Strom, der verbraucht wird

- 1. durch die Anlage*
- 2. in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage*
- 3. durch andere am selben Verknüpfungspunkt angeschlossene Anlagen*

Die vom BMWi vorgeschlagene Regelung führt jedoch auch dazu, dass im Rahmen einer wünschenswerten und aus Gründen der Netzentwicklung erforderlichen Sektorenkopplung (Strom, Wärme und Verkehr) insbesondere der windparknahe Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (bspw. Elektrolyseuren) unmöglich würde. Die Betriebsszenarien für jene Anlagen sehen vielfach und regelmäßig vor, dass der Betriebsstrom vor dem Einspeisepunkt aus nahegelegenen Windparks bezogen wird. Dies erfolgt in aller Regel durch Direktleitungen oder den Anschluss im Umspannwerk auf Einspeiseseite. Ein derartiges Betriebsszenario ist aus Netzstabilitätsgesichtspunkten, aber vor allem aus Effizienzaspekten wünschenswert, da so im Wesentlichen überschüssiger Strom für die Power-to-Gas-Anlage verwendet wird. Es ist auch denkbar, ein solches Betriebsszenario mit sonstigen Netzstabilitätsmaßnahmen zu verbinden. Die Möglichkeiten der dargestellten Szenarien einer Sektorenkopplung würden durch die Vorschrift des § 27a unmöglich.

Auch die Zwischenspeicherung würde so unmöglich werden. Die Möglichkeit, Stromspeicher einzusetzen, ist energiewirtschaftlich sinnvoll und im Rahmen der Energiewende auf der Grundlage fluktuierender Energieträger auch erforderlich. Mit der Zwischenspeicherung sind keine zusätzlichen Förderkosten für den Speicherstrom verbunden. Die mit der Nutzung von Batteriespeichern verbundene Verstetigung und Verlagerung der Einspeisung dient der Stabilisierung der Netze. Außerdem wird dem Auftreten negativer Börsenpreise entgegengewirkt, wenn der Direktvermarkter in Erwartung niedriger oder sogar negativer Preise im vorläufigen Handel gegenüber der von ihm erwarteten Einspeiseleistung lediglich geringere Mengen anbietet, um den Rest einzuspeichern. Der Einsatz von Speichern dient also – ohne Zusatzkosten – der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem und erfüllt damit den Grundsatz aus § 2 Abs. 1.

Der BWE schlägt daher die Streichung des Paragraphen vor.

Formulierungsvorschlag:

Streichung des § 27 a

Alternativ wird folgende Ergänzung/Änderung vorgeschlagen

Der jetzige § 27 a wird Absatz 1, mit der oben vorgeschlagenen Ergänzung. Es sollte folgender S.2 ergänzt werden:

„negativ ist...Die Andienungspflicht aus Satz 1 ist auch dann erfüllt, wenn der Strom zuvor in Einrichtungen zwischengespeichert wurde, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas aufnehmen.“

Folgender Abs. 2 sollte ergänzt werden:

„(2) Die Einspeisepflicht aus Absatz 1 Satz 1 entfällt außerdem für Strom aus Anlagen, für die der anzulegende Wert durch Ausschreibungen bestimmt worden ist, soweit für den Strom keine finanzielle Förderung nach § 19 Abs. 1 in Anspruch genommen wird und der Strom ohne Nutzung des Netzes ausschließlich zur Erzeugung von Speichergas oder Wärme eingesetzt wird, ohne dass eine Rückverstromung und Einspeisung in das Netz erfolgt.“

Gegebenenfalls kann die Regelung als Experimentierklausel ausgestaltet und unter den Vorbehalt einer Freigabe der jeweiligen Maßnahme durch die BNetzA gestellt werden. Die Freigabe durch die BNetzA könnte auf Neuprojekte mit einer im EEG 2016 definierten installierten Leistung pro Jahr beschränkt werden, um die Auswirkungen zu beobachten. Allerdings müsste die Freigabe für die jeweiligen Projekte langfristig erteilt werden, etwa für die im EEG angelegte Förderdauer von 20 Jahren.

Wenn dies nicht umgesetzt werden sollte, sollte ein Eigenverbrauch oder eine Belieferung an Dritte mindestens dann möglich sein, wenn der Strom aufgrund von Netzengpässen ohnehin nicht eingespeist oder weitergeleitet werden kann. Der Nutzungsgrad Erneuerbarer Energien kann dann trotz bestehender Netzengpässe erhöht werden und in Kombination mit den im Folgenden aufgeführten Änderungen einen wichtigen Beitrag für neue Schnittstellen zwischen den Energiesektoren leisten.

Formulierungsvorschlag

In S. 2

.. *negativ ist*

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

Zu § 28 Ausschreibungsvolumen

Deshalb ist es aus der Sicht des BWE essentiell, eine ausreichend große Menge an Windenergie an Land mindestens auszuschreiben. Der BWE sieht hier die Zielsetzung aus dem EEG 2014 für angemessen. Deshalb sollte die Zubaumenge 2.500 MW netto betragen und die Mindestausschreibungsmenge entsprechend der im Anlagenregister der BNetzA eingetragenen Rückbauten errechnet werden. In seiner Marktanalyse Windenergie an Land^[2] hat das BMWi einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau ab dem Jahr 2016 in Höhe von 4.400 MW für die Windenergie an Land errechnet. Hierin sind Repowering-Projekte mit berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Repowering-Projekte muss allerdings aus Sicht des BWE sehr sorgfältig anhand des Anlagenregisters beobachtet werden, da sich der Rückbau in den letzten Jahren anders als prognostiziert entwickelt hat.

Mengen aus nicht realisierten, früher bezuschlagten Projekten müssen erneut in die Ausschreibungen kommen, um die Ausschreibungsmenge auch als Brutto-Zubau im Sinne des angestrebten Ausbausvolumens zu realisieren.

Formulierungsvorschlag:

„§ 28

Ausschreibungsvolumen

(1)(...)

Neu Satz 3: Bei Windenergieanlagen an Land berechnet die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen eines Jahres derart, dass unter Berücksichtigung der abgebauten Leistung gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 2.500 MW pro Jahr netto ausgeschrieben werden. Das sich so ergebende Ausschreibungsvolumen verteilt sie gleichmäßig (...)“

Neu (6) Das Ausschreibungsvolumen nach den Absätzen 1 und 3 erhöht sich um die Mengen, die nach § 35a entwertet wurden und die Mengen, die nach § 36 e Abs. 1 erloschen sind.

...

~~(6)-(7)~~ aus dem alten (6) wird (7)“

^[2] Siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 6

Zu § 33 Ausschluss von Geboten

Abs. 2 Nr. 1: Der BNetzA wird hier die Möglichkeit eingeräumt, Gebote vom Zuschlagsverfahren auszuschließen, wenn auf den angegebenen Flurstücken bereits Anlagen errichtet wurden. Dies darf jedoch nicht im Falle eines Repowering gelten.

Forderung: Ergänzung in Abs. 2 Nr. 1 .

Formulierungsvorschlag

„[...] eine Anlage in Betrieb genommen worden ist und die im Gebot genannten Anlagen keinen Ersatz für bestehende Anlagen darstellen sollen [...]“.

Zu § 36 Gebote für Windenergie an Land

Der BWE begrüßt die sogenannte späte Ausschreibung und das Erfordernis, dass die Genehmigung nach dem BImSchG bei Gebot vorliegen muss. Nicht ersichtlich hingegen erscheint, warum die Genehmigung 3 Wochen vor Gebotstermin erteilt worden sein muss. Nach Auffassung des BWE muss die erteilte Genehmigung kurz vor dem Gebotstermin immer noch ausreichen.

Zu § 36b Höchstwert für Windenergie an Land

Die Bundesregierung will durch den Wechsel zu Ausschreibungen eine marktwirtschaftliche Preisbildung ermöglichen. Dem widerspricht allerdings, dass beabsichtigt wird, einen Höchstpreis für Gebote administrativ festzulegen. Dies zeigt, dass die Bundesregierung ganz offensichtlich grundsätzliche Zweifel hat, eine wettbewerbliche Preisbildung im Bereich eines kleinen Sektors der Energiewirtschaft könne zustande kommen. Diese Zweifel müssten eigentlich dazu führen, es bei dem heutigen Instrument und Mechanismus des EEG zu belassen oder Alternativvorschläge wie z.B. aus der Bundesnetzagentur ergebnisoffen zu diskutieren. Der BWE mahnt eine solche Diskussion an und lehnt die Festsetzung eines Höchstpreises für Gebote ab.

Da dennoch die Einführung eines Höchstpreises geplant ist, muss der Höchstpreis mit einem Mindestpreis begleitet werden. Weiterhin muss bei der Festlegung des Höchstpreises drin-

gend das Kapitalmarktumfeld berücksichtigt werden.¹¹ Entsprechend müsste § 85a angepasst werden. Mit der neuen automatischen Flexibilisierung des Höchstpreises ist der Entwicklung des Marktumfeldes ein wenig genüge getan worden, wobei dabei die oben grundsätzlich formulierte Kritik nicht ausgeräumt ist.

Zu § 36c Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaubereich

Solange nicht alle Maßnahmen für eine effiziente Auslastung der Netze genutzt wurden, lehnt der BWE Formen von Netzausbauregionen und damit verbundene Ausbaureduzierungen ab. Siehe dazu unsere Ausführungen unter Abregelungen / Netzausbau (§ 36c i.V.m. § 88b).

Wenn das Instrument der Netzausbauregion politisch unvermeidbar ist, sollten zumindest folgende Punkte umgesetzt werden:

In jedem Fall muss die Regelung so gestaltet werden, dass der Ausbaukorridor dann mit den verbleibenden Projekten aus nicht gedeckelten Regionen erfüllt wird.

Wichtig ist, dass zunächst alle Möglichkeiten ausgeschöpft werden, Energie zu nutzen, bevor sie abgeregelt wird („Nutzen vor Abschalten“). Dafür sieht der Kabinettsbeschluss eine Änderung des EnWG vor (Artikel 6), damit KWK Anlagen zur Reduzierung der abgeregelten Energie genutzt werden können. Dies ist auf max. 2 GW beschränkt (neu: § 13 Absatz 6 a EnWG). Wir begrüßen diese alternative Nutzung mittels zuschaltbarer Lasten. Die Begrenzung auf 2 GW erschließt sich uns nicht. Im aktuellen Kabinettsbeschluss ist die Berücksichtigung der zuschaltbaren Lasten bei der Kalkulation des Netzausbaubereiches optional vorgesehen (§ 36 c Absatz 3 Nummer 3 c). Die alternative Nutzung sollte verbindlich festgeschrieben werden.

Formulierungsvorschlag:

„§ 36 c Absatz 3 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

- 3. ein weiterer Zubau von Windenergieanlagen an Land in diesem Gebiet muss zu einer besonders starken Belastung eines Übertragungsnetzes führen oder die bestehende besonders starke Belastung weiter verschärfen; dabei ~~kann~~ muss berücksichtigt werden,“*

¹¹ Vgl. dazu die Sensitivitätsanalyse der Finanzierungsparameter in der aktuellen Kostenstudie der Deutschen WindGuard, S. 40ff, https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214_kostensituation_der_windenergie_an_land_in_deutschland_update.pdf

Es ist notwendig, dass das Netzausbauggebiet auf einer Prognose basiert, die zukünftig errichtete Leitungen berücksichtigt. Da Analysen der Netzbetreiber nicht von unabhängigen Dritten überprüft werden können, plädieren wir aus Gründen der Transparenz und Akzeptanz dafür, statt der Systemanalyse der ÜNB die Analyse einer unabhängigen wissenschaftlichen Einrichtung zu verwenden.

Formulierungsvorschlag:

*„§36c Absatz 2 wird wie folgt geändert:
[...] . Grundlage für die Festlegung des Gebiets sind die Daten der letzten abgeschlossenen Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 der Reservekraftwerksverordnung und den nach § 13 Absatz 10 des Energiewirtschaftsgesetzes übermittelten Daten und Analysen für den Zeitraum in drei bis fünf Jahren. Die Festlegung wird mit einer unabhängigen Analyse durch eine wissenschaftliche Einrichtung überprüft.“*

Zur Erhöhung der Transparenz und Akzeptanz sollten zusätzlich auch die historischen Daten von Abregelung und Einspeisung veröffentlicht werden. Und zwar landkreisscharf und nicht mehr nur aggregiert auf Bundeslandebene¹². Netzausbauregionen werden in den Regionen umstritten sein, daher ist es zwingend notwendig die Auswahl gut begründen zu können. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) könnte z.B. eine entsprechende Karte herausgeben, damit können alle transparent erkennen, in welchen Regionen es zu hohen Abschaltungen gekommen ist.

Zu § 36e Erlöschen von Zuschlägen für Windenergie an Land

Die Regelung des § 36 d Abs. 2 erscheint wenig praktikabel und insbesondere auch hinsichtlich ihrer Ausgestaltung durch die BNetzA wenig verlässlich.

Im Einzelnen:

Die Regelung steht gemäß Abs. 2 im Ermessen der BNetzA. Wie die Behörde wann hiervon Gebrauch machen wird, ist entsprechend unklar. Das überrascht insbesondere deshalb, weil die weiteren Voraussetzungen einer Verlängerung durchaus sehr hoch sind. Weshalb es trotzdem noch eines Ermessens der Behörde bedarf, ist nicht verständlich. Die Regelung sollte deshalb unbedingt als gebundene Bestimmung ausgestaltet werden. Es sollte also ein Anspruch auf die Verlängerung bestehen.

¹² Siehe auch BNetzA/ Bundeskartellamt Monitoringbericht 2015 und BNetzA 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und System-sicherheitsmaßnahmen- Drittes Quartal 2015



Die weiteren Voraussetzungen sind teils nicht sinnvoll, teils viel zu hoch:

- Gemäß Nr. 1 muss ein Rechtsbehelf Dritter rechtshängig geworden sein. Das bedeutet, dass dieses Verfahren schon bei Gericht sein muss. Bloße Widerspruchsverfahren würden damit noch keine Verlängerung ermöglichen. Hat die Behörde über den Widerspruch eines Dritten noch nicht entschieden, muss dieser Dritte noch kein Gerichtsverfahren anstrengen. Dann gibt es keine Verlängerung, obwohl der Widerspruch weiterhin das Vorhaben bedroht und gegebenenfalls die Finanzierung verhindert oder verzögert. Davon abgesehen kann es durchaus sein, dass der Rechtsbehelf zwar vor Erteilung des Zuschlags rechtshängig wird, der Bieter aber erst nach Erteilung des Zuschlags davon erfährt. Auch ein Rechtsbehelf nach dem verbindlich eingereichten Gebot und vor dem Zuschlag ist von der aktuellen Regelung nicht erfasst, dieser Fall ist aber nicht unwahrscheinlich und muss daher von der Regelung des § 36 d erfasst werden.
- Nach Nr. 2 muss die Behörde die sofortige Vollziehung angeordnet haben oder dies muss im gerichtlichen Verfahren geschehen sein. Häufig steht aber gerade die Anordnung der sofortigen Vollziehung über einen Rechtsbehelf im Streit. Häufig kommt es hierauf auch gar nicht an, weil z.B. die finanzierende Bank letztlich eine bestandskräftige, also von allen Rechtsbehelfen Dritter freie Genehmigung wünscht und nicht bloß eine für sofort vollziehbar erklärte Genehmigung. Damit würden die Bieter völlig unnötig in einen zusätzlichen Rechtsstreit im Eilrechtsschutz gedrängt, auch wenn nicht beabsichtigt wäre, vor Bestandskraft der Genehmigung zu bauen.

Der BWE schlägt daher folgende einfache und praktikable Regelung vor

- So lange die Genehmigung Bestand hat (und ggf. auch verlängert wurde), muss der Zuschlag Bestand haben und ggf. verlängert werden. Das wird nie dauerhaft, weil es lange Kettenverlängerungen nicht geben wird.
- Die Verlängerung darf nicht im Ermessen der BNetzA stehen.

Formulierungsvorschlag:

„(2) Auf einen vor Ablauf der Frist nach Abs. 1 gestellten Antrag des Bieters verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn und soweit

1. gegen die im ~~bezugschlagen~~ verbindlich eingereichten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz ~~nach Erteilung des Zuschlags~~ ein Rechtsbehelf Dritter ~~rechtshängig geworden ist~~ eingelegt wurde und

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

Zu § 36 f Änderung nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land

Die derzeitige Formulierung in Abs. 2 erfasst unter „geänderte Genehmigung“ keine neuen Genehmigungen gemäß Gesetzesbegründung. Dies entspricht nicht der Praxis, da bei Änderungen die Behörden oftmals eine neue Genehmigung erlassen. Daher wird folgende Ergänzung vorgeschlagen

Formulierungsvorschlag:

„(2) Wird die Genehmigung nach der Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen; der Umfang des Zuschlags verändert sich nicht. Als Änderung gilt auch die Erteilung einer neuen Genehmigung auf dem gleichen Flurstück.“

Zumindest sollte dieser Hinweis in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden. Die Formulierung lehnt sich an die Formulierung aus der PV-Freiflächenverordnung an.

Zu § 36g Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Mit dem § 36g legt das BMWi das ausformulierte Modell der besonderen Regelungen für kleinere Akteure vor. Der BWE hat schon bei der Vorstellung der Eckpunkte dieses Modell als nicht weitgehend genug kritisiert.¹³ Auch in der konkretisierten Form wiederholt der BWE seine Kritik, da nicht eines der entscheidenden Risiken ausgeräumt wird: weder das Preis- noch das Zuschlagsrisiko werden im Vorschlag des BMWi für besondere Akteure aufgelöst. Dadurch, dass Bürgerenergiegesellschaften auch an der (regulären) 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.

¹³ Vgl. <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2016/referentenentwurf-fuer-eeg-novelle-gefaehrdet-mittelstand-untergraebt>

Die Studie „Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land“ im Auftrag der Fachagentur Windenergie an Land e.V. (2015)¹⁴ hat gezeigt, dass die Teilnahmepflicht an den geplanten Auktionen für Bürgerwindprojekte zu prohibitiv hohen Marktschranken führen. Weder ist eine Preisvorausschau möglich, noch ist eine auskömmliche Vergütung nach Erhalt einer bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung gesichert. Unter solchen Bedingungen wird es für kleine Markt- und Bürgerwindakteure nicht mehr möglich sein, gemeinsam mit den Bürgern vor Ort neue Bürgerwindprojekte zu entwickeln.

Der vermeintliche Vorteil einer Anmeldung zur Ausschreibung ohne eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz birgt größere Risiken, als sich mit einer Genehmigung nach BImSchG an einer regulären Ausschreibung zu beteiligen.

Der Vorschlag vom BMWi führt dazu, dass die Bürgerwindakteure rund zwei Jahre vor der Erlangung der BImSchG-Genehmigung ihr Gebot abgeben. Das erlaubt zwar, weitere Ausgaben für die Projektentwicklung davon abhängig zu machen, ob eine auskömmliche Vergütung „ersteigert“ werden konnte. Allerdings sind zu diesem Zeitpunkt typischerweise bereits rund 30 Prozent der Investitionen in die Projektentwicklung getätigt. Bei einem Scheitern in der Auktion wären diese Vorentwicklungskosten für das Projekt (üblicherweise 65.000 - 90.000 Euro für eine Anlage) verloren. Diese Werte gelten für eine einzelne Windenergieanlage; sie fallen um ein Vielfaches höher aus, sofern ein Park mit bis zu sechs Windenergieanlagen bis zu 18 MW Leistung errichtet wird.

Durch § 36g haben Bürgerenergiegesellschaften den Nachteil gegenüber sonstigen Teilnehmern an der Ausschreibung, dass sie binnen 54 Monaten ab dem Zuschlag zwingend das Vorhaben umsetzen müssen. Sie haben nicht die Möglichkeit, nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung mit einer Beteiligung an der Ausschreibung z.B. noch solange zu warten, bis ein Drittwiderspruch erledigt ist, weil die harte Frist des § 36 g Abs. 3 besteht. Zudem können sich ungewollte Auswirkungen auf die Realisierungswahrscheinlichkeit ergeben, weil Vorhaben zwischen dem Zuschlag für ein Bürgerenergieprojekt und der BImSchG-Genehmigung scheitern können. Hier muss unbedingt sichergestellt werden, dass nicht realisierte Ausschreibungsmengen auf Folgeausschreibungen übertragen werden. Es fehlt zudem eine Regelung, für den Fall, dass ein Projekt nicht genehmigt wird: wird die Erstsicherheit nach Abs. 2 Nr. 1 dann zurück erstattet?

Es ist nicht verständlich, dass das BMWi nicht den vollen Spielraum, den die EU-Kommission den Mitgliedsstaaten für Ausnahmeregelungen einräumt, ausschöpft, weshalb der BWE das vom BMWi vorgeschlagene Modell ablehnt.

¹⁴ Vgl. http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf

Zu § 36 h Anzulegender Wert für Windenergie an Land

Die im Absatz 1 angenommenen Stützwerte zur Errechnung der Vergütung in Bezug auf den zu bietenden 100%-Standort resultieren aus der Analyse der Kostenstruktur der Windenergie an Land des zweistufigen Vergütungssystem mit dem Referenzstandort aus der Anlage 2 des EEG 2014.¹⁵ Der BWE hat mit der Deutsche WindGuard eine Analyse der Auswirkungen auf die Kostenstruktur durch die im EEG-Eckpunktepapier und im vorliegenden Gesetzentwurf vorgeschlagenen Änderungen des Vergütungssystem und des Referenzstandortes vorgelegt.¹⁶ Aus dieser Analyse ergibt sich eine Verschiebung der Korrekturfaktoren zwischen den Gütefaktoren. Es ergeben sich daraus folgende Werte:

Gütefaktor	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktor:	1,35	1,19	1,06	1,00	0,96	0,89	0,84	0,84	0,84

Darüber hinaus plädiert der BWE für eine Differenzierung bis zum 60%-Standort.

Das Ergebnis zeigt nach Auffassung des BWE, wie eine gute und belastbare Ausgestaltung der Korrekturfaktoren unter Berücksichtigung der geänderten finanziellen und technischen Rahmenbedingungen aufgrund der Umstellung von einem zweistufigen auf ein einstufiges Vergütungssystem sowie der Veränderung des Referenzstandortes in Anlage 2 Nummer 4 bei gleichzeitigem Erhalt einer Anreizung für den Zubau windstärkerer Standorte aussehen könnte.

Zu Absatz 2: Der BWE begrüßt die Überprüfungszeiträume von 5, 10 und 15 Jahren. Dabei muss aber darauf geachtet werden, dass nur durch den Betreiber beeinflussbare Stillstandszeiten in den Bewertungen zum Tragen kommen dürfen. Alle anderen aus genehmigungsrechtlichen Erfordernissen folgenden Stillstandszeiten dürfen keine Schlechterstellung des Betreibers zur Folge haben. Dabei sind unsere Anmerkungen zur Anlage 2 Nr. 7 zu berücksichtigen.

Zu § 36i Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen an Land

Die Regelung des § 36i entwertet die Fristverlängerung des § 36e. Eine Notwendigkeit hierfür wird nicht gesehen. Es wird das Gegenteil erreicht von dem, was die Verlängerung errei-

¹⁵ Vgl. https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214_kostensituation_der_windenergie_an_land_in_deutschland_update.pdf

¹⁶ Vgl. https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kurzanalyse-zu-verhaeltnisfaktoren-unter-verschiedenen-annahmen/20160314_windguard_kurzanalyse_verhaeltnisfaktoren_verschiedene_annahmen.pdf

chen muss. Zudem wird der zukünftige Anlagenbetreiber durch die Drittrechtsbehelfsführer erpressbar. Der Paragraph müsste entweder gestrichen oder umgekehrt formuliert werden.

Formulierungsvorschlag:

§ 36 i streichen

Zu § 46 Windenergie an Land bis 2018

In Absatz 3 wird die Begrifflichkeit der Referenzertrages und des Ertrages nicht sauber formuliert. Hier muss eine Klarstellung stattfinden, entsprechendes gilt für die Gesetzesbegründung.

Formulierungsvorschlag:

„Zehn Jahre nach Inbetriebnahme einer Anlage nach Absatz 1 Nummer 1, spätestens aber ein Jahr vor dem Ende der nach Absatz 2 Satz 2 verlängerten Frist wird der Referenzertrag anhand des tatsächlichen Ertrages überprüft und die Frist nach Absatz 2 Satz 2 entsprechend angepasst. § 36g Absatz 2 Satz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden.

Zu § 46 a Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus Windenergieanlagen an Land bis 2018

Der BWE lehnt jegliche Einmaldegression von Windenergie ab. Ein solch drastischer Einschnitt schadet nicht nur der Windenergie an Land, sondern erschüttert auch das Vertrauen in den Standort Deutschland insgesamt. Verlässliche Rahmenbedingungen waren schon immer ein sehr hoch gehaltenes Gut.

Die Sonderdegression, die gemäß des Gesetzentwurfs vom 8.6.2016 eine Kürzung der Vergütungssätze um -5% am 1.6. und danach eine Erhöhung der vierteljährlichen Degressionsätze auf bis zu 2,4% je Quartal vorsieht, soll den Ausbau der Windenergie an Land insbesondere im Übergangszeitraum 2017 und 2018 bremsen.

Aufgrund der langen Vorlaufzeiten würde eine Sonderdegression in 2017 in bereits bestehende Liefer- und Finanzierungsverträge eingreifen. Dies führt zu negativen Auswirkungen auf die Investorensicherheit ob der Stabilität der regulatorischen Rahmenbedingungen am Standort Deutschland, da bestehende Verträge bezüglich geänderter Rahmenbedingungen nachverhandelt oder sogar storniert werden müssten.

Sollte eine Sonderdegression politisch unabwendbar sein, fordert der BWE,

- i. dass eine einmalige Sonderdegression quartalsweise ab dem 1.7.2017 verteilt wird und
- ii. dass es zu keiner Erhöhung der Obergrenze des atmenden Deckels kommt.

Zu § 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

In den vergangenen zwei Jahren hat es zwischen BMWi und der Energiewirtschaft einen konstruktiven Dialog zu diesem Thema gegeben. Alle Beteiligten, auch das BMWi, sind sich einig, dass dieser Paragraph (ehemals § 24 EEG 14) gestrichen werden muss. Die Sachargumente gegen diesen energiewirtschaftlichen Unsinn wurden vorgetragen von Betreibern, Direktvermarktern, Finanzierern und Wissenschaftlern. Im Entwurf zum Strommarktgesetz hatte der Gesetzgeber auch reagiert und eine gewisse Abmilderung vorgesehen. Diese wurde kurz vor der Verabschiedung des Strommarktgesetzes wieder gestrichen.

Aus Sicht des BWE ist dieser Rückschritt nicht nachvollziehbar, denn wie bereits erwähnt war die Diskussion mit dem BMWi und der Branche in den letzten Monaten viel weiter.

Der BWE empfiehlt – wie im Übrigen auch die Gutachter des BMWi – den Paragraphen zu streichen.¹⁷ Aus energiewirtschaftlicher Sicht macht dieser Paragraph keinen Sinn, denn er konterkariert den Ausbau der dringend benötigten Flexibilitäten im Strommarkt, er drängt Erneuerbare Energien aus dem Markt und hält konventionelle Energieträger am Netz. Er erhöht 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“, ähnlich wie „Butterberge“ und „Milchseen“, handelt .

- Der Paragraph ist zu streichen.

Alternative:

- Nichtvergütung bei negativen Strompreise muss kalkulierbar gemacht werden
- Wie im Entwurf des Strommarktgesetzes auf Basis unabhängiger Gutachten enthalten, sollte die Berechnung der negativen Stundenkontrakte auf Basis der Werte des vortägigen Handels am Spotmarkt und der volumengewichteten Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel vorgenommen werden.
- Die Aufhebung der Anlagenzusammenfassung, wie im Entwurf der Bundesregierung vorgesehen, begrüßt der BWE. (§51 Abs. 3 Nr. 1)

¹⁷ Vgl. https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ergebnispapier-zum-workshop-ss-24-eeg-und-seine-folgen-fuer-den-strommarkt/20160428_energy_brainpool_ergebnispapier_workshop_ss_24_eeg_folgen_strommarkt.pdf



Zu § 52 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen

Die in § 52 geregelten Konsequenzen von Pflichtverstößen sind nach Auffassung des BWE zum Teil deutlich unverhältnismäßig.

Zu Abs.1

Nach Nr. 1 und 2 verringert sich der anzulegende Wert auf null, wenn die Meldung an das Anlagenregister nicht ordnungsgemäß erfolgt ist. Diese Sanktion erscheint nicht verhältnismäßig, zumal die Regelungen des Anlagenregisters nicht einfach zu verstehen sind und selbst unter Fachleuten verschieden ausgelegt werden. Der BWE verweist hier auf die Gutachten zur Verfassungsmäßigkeit der Regelung, die vom Fachverband Biogas vorgelegt wurden. Hier sollte eine einfache Fälligkeitsregelung ausreichen.

Formulierungsvorschlag:

- „(1) Der Zahlungsanspruch nach § 19 wird erst fällig...*
- 1. wenn Anlagenbetreiber...*
 - 2. wenn...*

Alternativvorschlag: Fassung der Tatbestände des Abs. 1 unter Abs. 3 und Sanktion die Verringerung des anzulegenden Wertes um 20 Prozent. Weiterhin ist analog zu dem Kommentar zu § 27 a Abs. 1 Nr. 4 zu streichen.

Zu § 55 Strafzahlungen

Abs. 1, Satz 2, Nr. 2

Die Formulierungen des Satzes 2 sind widersprüchlich. Nach Nr. 1 ist eine Inbetriebnahme in den Monaten 25 und 26 nach Bekanntgabe des Zuschlags ohne Strafzahlung noch möglich, obwohl nach Satz 1 Nr. 2 eine Pönalisierung bei Inbetriebnahme ab 24 Monaten nach Bekanntgabe vorgesehen ist.

Ergänzt werden müsste ein Hinweis auf § 36e Abs. 2: wenn die Frist nach § 36e Abs. 2 verlängert wurde, dürfen keine entsprechenden Pönalen anfallen.

Formulierungsvorschlag:

- „Ergänzung eines neuen Abs. 2:
(2): Wurde die Frist nach § 36e Abs. 2 verlängert, so verschieben sich die Fristen um den Zeitraum, um den die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, verlängert wurde.“*

Zu § 61a Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage

Zur Ermöglichung der Umsetzung von Projekten der Sektorkopplung (siehe Ausführungen zu §27a) müsste in § 61 a folgender Absatz 3 eingefügt werden (der bisherige Absatz 3 wird aus systematischen Gründen zu Absatz 4):

Formulierungsvorschlag:

„(3) Für Strom, der zum Zweck der Umwandlung in andere Energieformen in technische Anlagen geliefert oder geleitet wird, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, wenn die Voraussetzungen aus § 27a Abs. 2 eingehalten werden.

(3) wird (4)“

Da für den im Umwandlungsprozess eingesetzten Strom aber keine finanzielle Förderung durch die Marktprämie in Anspruch genommen werden kann, werden die mit der EEG-Umlage belasteten Verbraucher in einem vergleichbaren Umfang geschont.

Zu § 79a Regionalnachweise

Nach der Abschaffung des Grünstromprivilegs mit der Einführung des EEG 2014 hofften nicht nur in der Windenergiebranche die Marktakteure auf eine Alternative. Der BWE hat daher das von einigen Akteuren erarbeitete Grünstrom-Marktmodell (GMM) unterstützt und bedauert sehr, dass dies mit Schreiben vom 13. Oktober 2015 vom BMWi abgelehnt wurde. Seit Ende 2015 wurden mehrere Workshops im BMWi durchgeführt, die das Ziel hatten, mit Marktakteuren Eckpunkte für ein System zu entwickeln, das eine gesonderte Kennzeichnung von regional erzeugtem Grünstrom ermöglichen soll. Die nunmehr vorgelegte Regelung erfüllt die vom BMWi genannten Leitgedanken für ein Grünstrom-Kennzeichnungssystem nicht und wird vom im BWE daher abgelehnt. Bei näherer Betrachtung wird deutlich, dass der Vorschlag des BMWi im Widerspruch zu den Leitgedanken steht, mit denen das Ministerium für seinen eigenen Vorschlag wirbt.

Ein sinnvolles Kennzeichnungssystem sollte folgende vier Mindestanforderungen erfüllen:

1. „Das System zur Kennzeichnung soll möglichst einfach sein“

Das System ist für die Letztverbraucher nicht einfach zu verstehen. Die bisherige Stromkennzeichnung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist Letztverbrauchern schon jetzt schwer vermittelbar, da sie die echte Strombeschaffung des Energieversorgers nicht realitätsnah abbildet, sondern nur den Anteil der gezahlten EEG-Umlage widerspiegelt.

Da wie bisher im Rahmen des Marktprämienmodells der gesamte Strom als Graustrom an der Börse gehandelt wird, ist somit die Stromherkunft für Letztverbraucher bereits jetzt kaum nachvollziehbar. Mit der Option, diesen EEG-Anteil der Strommengen, die regional

eingekauft, mit Zertifikaten nachgewiesen und entwertet wurden, zu unterlegen, führt zu einer weiteren Verkomplizierung der Stromkennzeichnung.

2. „Die Kennzeichnung soll glaubwürdig sein“

Ein regionales Kennzeichnungssystem findet nur Anklang, wenn es Letztverbrauchern die Möglichkeit gibt, an EE-Anlagen, die in räumlicher Nähe zum Verbraucher betrieben werden zu partizipieren oder glaubwürdig die Stromerzeugung und den Verbrauch in Beziehung zu setzen. Gerade die Intransparenz und die nicht vorhandene Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch führen zu Argumentationslinien, welchen die Letztverbraucher nicht folgen können, da die Frage nach der Quelle der verbrauchten Strommengen nicht glaubhaft beantwortet wird.

Obwohl der hier vorliegende Kennzeichnungssystemvorschlag dem Kern nach nicht den Anspruch hat diese oben genannten Punkte zu erfüllen, wird der Eindruck erweckt, dass das vorliegende System einer von den Marktakteuren gewünschten Vermarktungsmöglichkeit entgegen kommt. Der Gesetzentwurf suggeriert hier einen energiewirtschaftlichen Mehrwert, den es schlicht nicht hat. Die Glaubwürdigkeit, ein zentraler Bestandteil der Akzeptanz beim Letztverbraucher, ist mit dem hier vorliegenden System über die Maßen strapaziert.

3. „Die EEG-Umlage soll nicht zusätzlich belastet werden“

Dass ein reines Kennzeichnungssystem die EEG-Umlage nicht belasten sollte, versteht sich von selbst. Mehrkosten entstehen jedoch an anderer Stelle, da wie bisher die Vermarkter für den EEG-Anteil Herkunftsnachweise erwerben, die zusätzlich durch regionale Nachweise belegt werden müssten.

Zusätzlich zu den Kosten für das Herkunftsnachweisregister fallen also Kosten für An- und Abmeldung und die Kontoführung inklusive des Zertifikaterwerbs und deren Entwertung an, welche auf die Letztverbraucher umgelegt werden müssten. Diese Mehrkosten sind in Anbetracht der oben erwähnten nicht vorhandenen Systemdienlichkeit nicht vermittelbar.

4. „Das System soll energiewirtschaftlich sinnvoll sein“

Systemdienliche Aspekte kann ein reines Kennzeichnungssystem nicht erfüllen, da der Bilanzzeitraum von einem Jahr es nicht notwendig macht, dass der gekennzeichnete Strom gleichzeitig mit dem Stromverbrauch des belieferten Endkunden erzeugt wird, was im Kontext der Regionalität allerdings ein wichtiges Argument in der Kommunikation zwischen Vermarkter und Letztverbraucher wäre.

Eine aktivere Rolle als Mittler zwischen Erzeugung und Verbrauch können somit die Vermarkter weiterhin nicht einnehmen.

Fazit:

Der vorliegende Entwurf entspricht nicht dem Interesse der Marktteilnehmer, die im Interesse der Energiewende ein nachvollziehbares und glaubhaftes System der Grünstromkennzeichnung und -vermarktung anstreben, welches ohne Belastung der EEG-Umlage einen energiewirtschaftlichen Mehrwert bringt. Der hier vorgelegte Entwurf erreicht die selbst gesteckten Ziele nicht und suggeriert einen Mehrwert, der nicht entsteht.

Zu § 80 Doppelvermarktungsverbot

Nach § 80 Abs. 1 Satz 4 ist die Vermarktung als Regelenergie im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen. Die Bereitstellung von Regelenergie ist eine Systemdienstleistung, die zunehmend auch durch Erneuerbare Energien Anlagen bereitgestellt werden kann. Wir begrüßen die Klarstellung, dass Regelenergie nicht gegen das Doppelvermarktungsgebot verstößt. Ähnliches gilt auch für die Blindleistung. § 80 sollte wie unten vorgeschlagen ergänzt werden. Betreiber von Windenergieanlagen 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.

Formulierungsvorschlag:

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

Zu § 80a Kumulierungsverbot

Die Formulierung des Kumulierungsverbotes lässt offen, wie die Stromgestehungskosten der Energieerzeugung ermittelt werden sollen. Die Konsequenzen für eine Anwendung in der Praxis bleiben damit unklar.

Zu § 85a Festlegung zu den Höchstwerten der Ausschreibung

Obwohl der BWE, wie zu § 36b betont, die Einführung eines Höchstpreises ablehnt, sollte bei einer Einführung darauf geachtet werden, dass die Bundesnetzagentur auf die Entwicklungen am Kapitalmarkt mit einer Veränderung des Höchstpreises reagieren kann. Der Kapitalmarkt ist im Moment in einer extremen Ausnahmesituation. Dies allein rechtfertigt bzw.

erfordert eine Abkehr von der bisherigen Haltung, Kapitalmarktzinsveränderungen nicht im Fördersatz berücksichtigen zu wollen. Die Hürden für die BNetzA nach § 85a eine Anhebung des Höchstwertes vorzunehmen, sind mit einer dreifachen aufeinanderfolgenden Verfehlung der Ausschreibungsmenge extrem hoch, so dass es zu einer solchen Anpassung selten bis nie kommen wird. Die Entwicklung des Kapitalmarktzinses nach oben ist jedoch in der Laufzeit des EEG 2016 zu erwarten. Deshalb fordert der BWE der BNetzA die Möglichkeit zu geben, in solchen Situationen zu reagieren.

Formulierungsvorschlag:

„§ 85a Festlegung zu den Höchstwerten der Ausschreibung

(1) (...)

(2) Ein Höchstwert soll nach Absatz 1 gesenkt werden, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich unter dem Höchstwert liegen. Ein Höchstwert soll nach Absatz 1 erhöht werden, wenn in den letzten drei Ausschreibungen mit den zulässigen Geboten das Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und die durchschnittlichen Erzeugungskosten über dem Höchstwert liegen oder wenn die Veränderung der Rendite der Bundesanleihen mit 10-jähriger Laufzeit einen Schwellenwert von 0,5%-Punkten überschreitet.

(3) (...)“

Zu § 88a Verordnungsermächtigung zur Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen im Ausland

In § 88a werden Bundesregierung bzw. das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu sämtlichen Aspekten des Designs der geöffneten Ausschreibungen abweichend von den nationalen Bestimmungen zu treffen.

Es ist davon auszugehen, dass in den beteiligten Partnerländern unterschiedliche Förderbestimmungen herrschen und dass je nach gewählter Ausschreibungsart (gemeinsame oder gegenseitig geöffnete Ausschreibung) Einigungen bzgl. unterschiedlich vieler Designaspekte erforderlich sein werden. Einerseits ist es wichtig, dass Wettbewerber gleichen Bedingungen unterliegen. Gleichzeitig wird jeder der potenziellen Partner versuchen, nationale Bestimmungen auch in den geöffneten Ausschreibungen zu verankern. Es erscheint als unrealistisch davon auszugehen, dass den Partnerländern von deutscher Seite sämtliche Bedingungen vorgegeben werden können. Aus BWE-Sicht ist es perspektivisch problematisch, dass Kernpunkte des deutschen Systems bei jedem Kooperationsvertrag erneut zum Gegenstand politischer Verhandlungsmasse und möglicher Änderung werden. Darüber hinaus ist kritisch zu



sehen, dass der Bundesrat keine Mitsprache bei der Regelung der Inhalte der völkerrechtlichen Vereinbarungen haben soll. Dies würde klar ein Defizit demokratischer Legitimierung darstellen.

Die in § 88a vorgesehene Befugnisse für die Bundesregierung und das BMWi gehen weit über die Regelung des § 5 hinaus und werden deshalb vollständig abgelehnt.

Es muss eine Einbindung des Bundestages und des Bundesrates bei einer so weitreichenden Frage erfolgen. Ferner gilt es, prinzipiell auch in den geöffneten Ausschreibungen Kernelement des deutschen Systems beizubehalten.

Formulierungsvorschlag:

„§88a

*Verordnungsermächtigung zur Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen im Ausland
Die Bundesregierung wird ermächtigt, unter den in § 5 genannten Voraussetzungen durch Rechtsverordnung ~~ohne~~ mit Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu Ausschreibungen zu treffen, die Anlagen im Bundesgebiet und in einem oder mehreren anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union offenstehen. Dabei müssen die betroffenen Anlagen folgende Kriterien erfüllen: flexible Marktprämie erhalten, materielle Präqualifikationskriterien erbringen analog BImSchG, Bedingungen der Härtefallregelung, Anforderungen an Netzkompatibilität und Systemdienlichkeit erbringen.*

. insbesondere

(...)

~~2 zu regeln, welche staatliche oder private Stelle in der Bundesrepublik Deutschland oder in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union die ausschreibende Stelle nach Absatz 1 oder 2 ist und wer die Zahlungen an die Anlagenbetreiber leisten muss“~~

Zu § 88b Verordnungsermächtigung zu Netzausbaugebieten

Grundsätzlich sollten solche weitreichenden und für Bundesländer entscheidenden Verordnungen nicht ohne die Beratung im Bundesrat getroffen werden.

Zur inhaltlichen Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung siehe unsere generellen Anmerkungen zu §§ 27 a und 36 c.

Zu § 97 Erfahrungsbericht

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

Zu § 100 Übergangsvorschriften

Zu Abs.1

- S. 3: es ist nicht ersichtlich, warum § 46 Abs. 3 auch auf Anlagen anzuwenden ist, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind. 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.
- S. 6: Ferner ist nicht ersichtlich, warum das Kumulierungsverbot des § 80a ebenfalls rückwirkend für Anlagen ab 1.1.2012 angewandt werden soll. Hier können Rückzahlungsverpflichtungen entstehen, die nicht absehbar waren.
-

BWE-Forderung

- Abs.1 S.1 Ziff 1: .. §§ 54 bis 55 a, § 80a sowie
- Streichung des S.35 „~~§ 46 Abs.3 ist auch auf Anlagen anzuwenden...~~“
- Streichung des S. 6 „~~§ 80 a ist auf Anlage, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, nicht anzuwenden.~~“

Zu Abs.2 (neu)

- Nr. 11: es ist nicht ersichtlich, warum die Dauer des Anspruchs auf Zahlung nur für Anlagen vor dem 1.1.2012 gelten soll. Hier müsste der 1.1.2017 eingesetzt werden und eine entsprechende Übergangsbestimmung in Abs. 1 aufgenommen werden, s.o.

BWE-Forderung: „11. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar **2017** in Betrieb genommen werden.“

Anlagen

Zu Anlage 2 (zu §36h) Referenzertrag

Nr. 4

Der BWE begrüßt die Änderung der Definition des Referenzstandortes. Damit werden die realen Windverhältnisse besser angenähert.

Nr. 6:

Die Formulierung in Nummer 6 legt nahe, dass lediglich eine Akkreditierung nach der genannten Richtlinie nötig ist, um Vermessungen vorzunehmen. Der BWE betont, dass es sich hierbei um eine unabhängige Institution handeln sollte. Deshalb sollte ein Halbsatz zur Unabhängigkeit eingebaut werden:

Formulierungsvorschlag:

„...der in diesem Nummern genannten Richtlinien nach DIN EN ISO IEC 17025 akkreditiert und unabhängig von der zu prüfenden Anlage ist.“

Nr. 7

Die Formulierungen der Anlage 7 sind viel zu detailliert, um sie im Gesetz zu regeln. Die Definitionen sollten in einem transparenten Stakeholderprozess im Rahmen der FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW) stattfinden. Deshalb sollte die Nummer 7 auf eine kurze Formulierung reduziert werden.

Formulierungsvorschlag:

„Bei der Anwendung des Referenzertrags zur Bestimmung und Überprüfung der Höhe des anzulegenden Wertes nach § 36h Absatz 2 ab Beginn des sechsten, elften und sechzehnten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Jahres wird der Standortertrag mit dem Referenzertrag ins Verhältnis gesetzt. Der Standortertrag ist die Strommenge, die der Anlagenbetreiber an einem konkreten Standort über einen definierten Zeitraum tatsächlich hätte einspeisen können. Die weiteren Details regelt die Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW).“

Allgemeine Begründung:

Es wird versucht eine Definition von einzelnen Betriebszuständen einer Windenergieanlage im Gesetz zu regeln sowie deren Verifizierung des Ertrages nach 5, 10 und 15 Jahren im Detail festzulegen. In diesem Zusammenhang soll der „fiktive“ Energieertrag mit dem jeweili-



gen Referenzertrag der Anlage verglichen und hierauf aufbauend die entsprechende Vergütungsstufe in dem Korrekturfaktor bestimmt werden. Die somit zu definierenden Abrechnungs- und Rückrechnungsverfahren sind Umsetzung hochgradig komplex. Des Weiteren ist diese Rückrechnung nunmehr nicht durch den Betreiber sondern durch einen akkreditierten Gutachter vorgesehen. Die inhaltliche Umsetzung sollte somit auf der fachlichen Ebene der FGW und den entsprechenden Arbeitskreisen erfolgen.

Detaillierte Begründung:

Zu 7.1: Erfassung Standortertrag

Die aufgeführten Punkte zum Standortertrag werden begrüßt und sind ausreichend Anlagen- bzw. Standortspezifisch definiert und somit ein elementarer Teil der Ertragsproduktion einer Windenergieanlage im Betrieb.

Zu 7.2. Abrechnungen nach 5, 10 und 15 Jahren

Das vorgeschlagene Verfahren berücksichtigt nach jetzigem Wortlaut nicht mehr die abgerechneten Nettoenergieerträge (eingespeiste Strommenge, zuzüglich der abgerechneten Kompensation für evtl. durchgeführtes Einspeisemanagement) sondern einen fiktiven erreichbaren Standortertrag. Nach jetziger Definition ist die Abrechnung nicht mehr für den entsprechenden Windpark sondern für jede Anlage einzeln durchzuführen; anders können die gegebenen Anforderungen in 7.2 und auch in dem Begründungstext (S. 320) technisch nicht interpretiert werden.

Zu 7.2 a) Verfügbarkeitsdefinition 98%

Der Gesetzentwurf orientiert sich inhaltlich an der energetischen Verfügbarkeit, nicht aber an der technischen Verfügbarkeit. Letztere Definition steht aber in dem vorliegenden Entwurf geschrieben.

So ist nach jetziger Definition z.B. eine Anlage auch dann als nicht verfügbar zu bewerten, wenn durch den Hersteller oder dem Serviceunternehmen die notwendigen und vorgesehenen Wartungen durchgeführt werden. Bei modernen und größeren Anlagen liegt alleine der prozentuale Wartungsfaktor in aller Regel bei einem zeitlichen Anteil von ca. 1% oder mehr. Eine Verfügbarkeitsdefinition von 98% würde entsprechend einer technischen Verfügbarkeit von 99% oder höher entsprechen. Eine solche Zielvorgabe ist aus Sicht des Betriebes, auch für moderne Anlagen im Vollwartungskonzept, als utopisch zu bewerten.

Es wird daher eine Verfügbarkeitsschwelle von 97% zeitlicher Verfügbarkeit vorgeschlagen (vergleichbar dann zu 98% technischer Verfügbarkeit) um zumindest einen gewissen Realismus zum tatsächlichen Anlagenbetrieb sicher zu stellen.

Eine komplexe Rückrechnung der Anlagenerträge sollte nach Ansicht des BWE im Ausnahmefall erfolgen, nicht aber der Regelfall sein. Die automatische Erfassung der Verfügbarkeit könnte aus z.B. dem Anlagen SCADA System erfolgen und die Abrechnung wie bisher durch den Betreiber vorgenommen und von der EVU im Bedarfsfall geprüft werden. Gleiches für das Einspeisemanagement oder etwaiger Regelungen durch den Direktstromvermarkter. Nach Ansicht des BWE hat der Betreiber die entsprechenden Daten vorzuhalten, zu sichern



und auch auf Verlangen vorzuweisen, so wie auf Seite 320 ausreichend definiert. Diese Vorgaben bestehen auch bereits gegenüber den Genehmigungsbehörden.

Bei Unterschreitung und bei geringeren 5 Jahres Werten unter 97% zeitlicher Verfügbarkeit des Windparks kann eine Verifizierung durch den Gutachter erfolgen und die entgangenen Erträge zurückgerechnet werden.

Ein solches Verfahren wäre nach Ansicht des BWE ausreichend transparent und praxisnah.

Sollte eine Vereinfachung der Regelung nicht möglich sein, dann schlagen wir daher folgende Änderungen vor:

Zu 7.2

Zu a) Die Nichtverfügbarkeit einer EE-Anlage wegen technischer Gründe liegt regelmäßig über 2%. Übliche Wartungsverträge für Einzelanlagen können technisch 95% Verfügbarkeit garantieren. Darüber hinaus hat der Anlagenbetreiber keine Einfluss Möglichkeit. Eine Hinzurechnung aller Stillstandszeiten, die über dieser 2% - Grenze liegen, würde faktisch für alle Anlagen eine realitätsferne Abbildung des Standortertrages bedeuten.

Formulierungsvorschlag:

„ a) Strommengen, die auf eine ~~technische~~ zeitliche Nichtverfügbarkeit von mehr als 2,3 Prozent des Bruttostromertrags zurückgehen,“

Sektorenkopplung

Am Ende sei noch einmal darauf hingewiesen, dass mit dem vorliegenden Entwurf die mögliche Kopplung des Sektors Strom mit den Sektoren Wärme und Mobilität noch deutlich unzureichend ist. Der BWE verweist noch einmal auf das Gutachten des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) „Umschalten statt Abschalten“ aus März 2016, in dem Vorschläge gemacht werden, wie die Rahmenbedingungen so gesetzt werden müssen, dass sich Geschäftsmodelle in dieser Richtung entwickeln können. Einige konkrete Vorschläge sind schon in der Stellungnahme eingebracht worden. Die gesamten Vorschläge hätten den Rahmen dieser Stellungnahme gesprengt.

- Zwang zur Netzeinspeisung muss aufgehoben sein für jegliche Sektorkopplung (Speicherung / PTG / PTH) und nicht nur in Zeiten, in denen die Börse negativ ist (so derzeit § 27 a Abs. 1 Nr. 4)
- Bund und Länder hatten sich unter Bezugnahme auf die Regionen aus dem Schaufenster-Projekt "Sinteg" verständigt, regulatorische Experimentierklauseln zu schaffen, um neue Problemlösungen, insbesondere bei der Sektorkopplung zu erproben. Leider fehlt dieser Ansatz im Gesetzentwurf. Wir regen deshalb ganz konkret an §27a Ziffer 4 um den Halbsatz "oder zu Zeiten, in denen die Anlagen durch Einspeisemanagement nach §14 vom Netzbetreiber geregelt werden." zu ergänzen.
- Zusätzlich wäre an dieser Stelle auch eine Experimentierklausel die sich auf die „Sinteg“-Projekte bezieht denkbar.



Anprechpartner:

Henning Dettmer
Geschäftsführer
h.dettmer@wind-energie.de

Sonja Hemke
Leiterin Fachgremien
s.hemke@wind-energie.de

Georg Schroth
Leiter Politik
g.schroth@wind-energie.de

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) / German Wind Energy Association
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
T +49 (0)30 / 212341-210
F +49 (0)30 / 212341-410