



# Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg  
Postfach 103439 • 70029 Stuttgart

[buero-iiib2@bmwi.bund.de](mailto:buero-iiib2@bmwi.bund.de)


[Guido.Wustlich@bmwi.bund.de](mailto:Guido.Wustlich@bmwi.bund.de)

[Hanna.Schumacher@bmwi.bund.de](mailto:Hanna.Schumacher@bmwi.bund.de)

Stuttgart 28.04.2016

Aktenzeichen 6-4502.4/83

(Bitte bei Antwort angeben!)

 Stellungnahme des Landes Baden-Württemberg zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (EEG 2016)

Sehr geehrter Herr Dr. Wustlich,  
sehr geehrte Frau Schumacher,

das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat am 14. April 2016 die Länderanhörung zum „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“ (EEG 2016) eingeleitet. Grundlage für die Anhörung ist der mit dem o.g. Datum versandte, noch nicht innerhalb der Bundesregierung abgestimmte Referentenentwurf.

Das Land Baden-Württemberg nimmt zu dem Gesetzesentwurf sowie zu den im E-Mail-Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 14. April 2016 benannten noch offenen Punkten nachfolgend gerne Stellung. Aufgrund der noch nicht abgeschlossenen Diskussionen innerhalb der Bundesregierung behält sich das Land Baden-Württemberg jedoch eine Ergänzung der Stellungnahme bzw. eine Übersendung weiterer Änderungsvorschläge vor.

## **I. Die zentralen Forderungen des Landes Baden-Württemberg sind:**

### **Ausbaupfad:**

- Bei der Windenergie an Land fordert Baden-Württemberg einen festen Ausbaukorridor von 2.500 Megawatt (MW) netto/Jahr (d. h. ohne Repowering), wie mit den Ländern im EEG 2014 vereinbart, um stabile Rahmenbedingungen und Planungssicherheit für alle Akteure zu erhalten. Die formelbasierte Steuerung der Ausschreibungsmenge wird abgelehnt.
- Gleichzeitig muss der Gesamtausbau der erneuerbaren Energien auf mindestens 50% in 2025 erhöht werden, um einen kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien sicherzustellen und die ambitionierten Klimabeschlüsse von Paris konsequent umzusetzen, mit denen sich die Weltgemeinschaft auf eine Begrenzung der Erderwärmung möglichst unter 1,5 Grad geeinigt hat.

### **Referenzertragsmodell für Windenergie an Land:**

- Wir fordern verlässliche und chancengleiche Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Die Korrekturfaktoren bei den Binnenstandorten sind deutlich anzuheben und unterhalb der Referenzertragsklassen von 70 % mindestens bis zur Standortgüte von 65 % weiter ansteigend auszugestalten, um im Hinblick auf den Ausgleich der Windhöflichkeit die Chancengleichheit in der Ausschreibung herzustellen.

### **Regional ausgewogener Windenergieausbau an Land:**

- Auch ein optimiertes Referenzertragsmodell kann einen regional ausgewogenen und lastnahen Ausbau der Windenergie nicht sicherstellen. Die Folge einer Verfehlung dieses Ziels wären höhere Kosten durch zusätzlich erforderlichen Netzausbau bzw. durch zusätzlich erforderlichen Redispatch. Daher fordert Baden-Württemberg zusätzlich zum Referenzertragsmodell, das allein nur die Windhöflichkeit berücksichtigt, eine Regionalisierungskomponente.

### **Akteursvielfalt bei der Windenergie an Land:**

- Wegen des Zuschlags- und erhöhten Preis- und Pönalenrisikos hält das Land Baden-Württemberg die Sonderregelung zum Erhalt der Akteursvielfalt in Form einer erleichterten materiellen Präqualifikation nach § 36f Abs. 1-3 EEG-Entwurf für völlig unzureichend. Für kleine Akteure muss als Zuschlagswert der markträumende Preis aus einer Auktion oder der durchschnittliche Preis aus mehreren Auktionen garantiert werden.

- Bei landkreisübergreifenden Projekten oder Projekten nah an der Landkreisgrenze sollte in § 3 Nr. 14 b) EEG-Entwurf auch auf den jeweiligen Nachbarlandkreis bzw. zumindest auf die benachbarten Kommunen und Planungsgemeinschaften abgestellt werden, ggf. begrenzt auf einen Umkreis von 50 km.

### **Photovoltaik:**

- Wir begrüßen ausdrücklich, dass PV-Anlagen erst bei einer Anlagengröße > 1 MW an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Wir fordern bei Dachanlagen in der Ausschreibung allerdings ausnahmsweise den Eigenverbrauch entgegen § 27a EEG-Entwurf zuzulassen, um vergleichbare Wettbewerbsbedingungen mit kostengünstigeren Freiflächenanlagen herzustellen.
- Baden-Württemberg fordert einen finanziellen Anreiz zum Direktverbrauch von Solarstrom, um PV-Mieterstrommodellen die gleichen wirtschaftlichen Chancen wie beim Eigenverbrauch zu geben.
- Angesichts der geringen Anzahl an zugelassenen Geboten auf Ackerflächen und der begrenzten Leistung je Gebot fordern wir, bei den Ackerflächen die Beschränkung auf benachteiligte Gebiete zu streichen.

### **Biomasse:**

- Baden-Württemberg fordert, Bestandsanlagen aus den Ausschreibungen auszunehmen und die Anschlussförderung von nachstehend präzisierten Ertüchtigungsvoraussetzungen abhängig zu machen.
- Sollten Bestandsanlagen dennoch grundsätzlich Teil der Ausschreibung sein, fordert Baden-Württemberg die Ausschreibung auf Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW zu beschränken und für kleine Anlagen eine De-minimis-Regelung auf Basis der nachstehend definierten Ertüchtigungsmaßnahmen vorzusehen.

### **Besondere Ausgleichsregelung:**

- Das Land Baden-Württemberg fordert die Besondere Ausgleichsregelung um eine Regelung zu ergänzen, die verhindert, dass Unternehmen allein aus dem Grund, dass diese Energieeffizienzmaßnahmen durchführen, ihre Begünstigungen nach der Besonderen Ausgleichsregelung verlieren.

## **II. Zur Ausgestaltung des Referentenentwurfs und zu den offenen Punkten im Einzelnen:**

1. Gesamtausbauziel (§ 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014) und Ausbaupfad Windenergie an Land (§§ 4 S. 1 Nr. 1, S. 2, 28 Abs. 1, Anlage 2 EEG-Entwurf)

Der Referentenentwurf sieht ein verbindliches Ausbauziel von 40-45% in 2025 vor, das strikt einzuhalten ist. Der 2014 zwischen Bund und Ländern vereinbarte Zubaupfad von 2.500 MW (netto) für Wind an Land wird dagegen nicht mehr als verbindlich angesehen, da sich nach § 4 S. 2 EEG-Entwurf die Ausbaumenge für Windenergieanlagen an Land nach dem Stand der Zielerreichung hinsichtlich des Gesamtausbaus bestimmen soll.

Die exakte Einhaltung eines Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 45 % ist angesichts der ambitionierten Klimabeschlüsse von Paris und angesichts der Tatsache, dass in den Sektoren Wärme und Verkehr die Klimaziele absehbar nicht erreicht werden, nicht sinnvoll. Die im EEG für die einzelnen Technologien fest vereinbarten Ausbaupfade müssen Bestand haben. Berechnungen zeigen, dass auch bei optimaler Ausnutzung dieser Pfade in allen Technologien im Jahr 2025 nur ein Anteil der erneuerbaren Energien von knapp über 50% an der Stromerzeugung erreicht wird. Dies steht auch mit der bisherigen Netzentwicklungsplanung in Übereinklang. Eine Studie des Öko-Instituts belegt, dass die Mehrkosten bei Beibehaltung dieser Ziele gegenüber dem Referentenentwurf sehr gering wären. Im Schnitt würde die EEG-Umlage um lediglich ca. 0,34 Cent pro Kilowattstunde ansteigen. Umgerechnet auf einen Durchschnittshaushalt mit 3500 kWh Jahresverbrauch wären dies Mehrkosten von ca. 12 €/Jahr.

Wir fordern daher eine Zielerhöhung für den Gesamtausbau der erneuerbaren Energien auf mindestens 50% in 2025, um einen kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Treibhausgasminderungen sicherzustellen.

Eine formelbasierte Ausschreibungsmenge bei Windenergie an Land nach § 28 Abs. 1 i.V.m. Anlage 2 EEG-Entwurf, die von der Entwicklung des Ausbaus der übrigen erneuerbaren Energien und des Stromverbrauchs abhängt, führt zu schwankenden und unsicheren Ausschreibungsmengen und ist gerade mit den

langen Vorlauf- und Realisierungszeiten bei der Windenergie an Land nicht zu vereinbaren.

Wir fordern daher einen festen Ausbaukorridor von 2.500 MW netto/Jahr, wie mit den Ländern im EEG 2014 vereinbart, um stabile Rahmenbedingungen und Planungssicherheit für alle Akteure zu erhalten. Das Wort „bis“ in § 4 S. 1 Nr. 1 (Ausbaupfad Windenergie an Land) ist zu streichen, so dass sich die folgende im EEG 2014 vereinbarte Formulierung ergibt: „eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land um 2.500 MW pro Jahr (netto)“. Des Weiteren muss § 4 S. 2 ganz gestrichen und § 28 Abs. 1 S. 1 und 2 wie folgt geändert werden: „Das Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land richtet sich nach Maßgabe von § 4 S. 1 Nr. 1. Das Ausschreibungsvolumen verteilt sich gleichmäßig...“. Anlage 2 ist entsprechend zu streichen.

## 2. Vergütung der Windenergie an Land

### 2.1 Referenzertragsmodell für Windenergie an Land (§ 36 g, Anlage 3)

Die im Referentenentwurf vorgesehene Parametrierung des einstufigen Referenzertragsmodells ist zu Ungunsten der niedrigeren Referenzertragsklassen ausgestaltet und daher unzureichend, um die den Binnenlandstandorten zugesagte Chancengleichheit im Wettbewerb auch für weniger windhöfliche Standorte zu gewährleisten. Dies belegen sowohl die kostenbasierten Studien der Binnenländer (BET 2016<sup>1</sup> im Auftrag von BW und IE Leipzig 2015<sup>2</sup> im Auftrag von NRW) und anderer Akteure als auch die theoretische Überlegung eines reinen und vollständigen Windhöflichkeitsausgleichs als Kernfunktion des Referenzertragsmodells.

**Um die zugesagte Chancengleichheit im Wettbewerb auch für die Standorte im Binnenland zu gewährleisten, ist eine Anhebung der Korrekturfaktoren für die niedrigeren Referenzertragsklassen auf das Niveau zwischen der BET-Studie und der BWE-Analyse fachlich angezeigt (für einen 65%-Standort auf ein Niveau von 1,42 bis 1,49, für einen 70%-Standort auf**

---

<sup>1</sup> BET (2016): Windenergie an Land: Analyse Stromgestehungskosten & Korrekturfaktoren – Bewertung  
<sup>2</sup> IE Leipzig (2015): Untersuchungen zu einem einstufigen Vergütungsmodell; Teil B – Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

**1,35 bis 1,40, für einen 80%-Standort auf 1,19 bis 1,22 und für einen 90%-Standort auf 1,06 bis 1,09).**

Studie / Ansatz	Referenzertrag									
	≤65%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
BET	1,49	1,40	1,22	1,09	1,00	0,92	0,85	0,79	0,74	0,69
BWE-Analyse	1,35*	1,35	1,19	1,07	1,00	0,95	0,88	0,81	0,76	0,71
BWE-Vorschlag	1,35*	1,35	1,19	1,06	1,00	0,96	0,89	0,84*	0,84*	0,84*
EnBW	1,49	1,38	1,21	1,08	1,00	0,93	0,86	0,80	0,75	0,70
IE Leipzig	1,53	1,42	1,25	1,11	1,00	0,91	0,84	0,77	0,72	0,67
Referentenentwurf vom 14.4.16	1,29	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79
Windhöflichkeit saugleich	1,54	1,43	1,25	1,11	1,00	0,91	0,83	0,77	0,71	0,67

\*Diese Korrekturfaktoren entstammen einer Setzung, nicht einem analytischen Befund. Der BWE sieht eine Anhebung für diese Standortklassen als erforderlich an.

**Tabelle1:** Ermittelte Korrekturfaktoren verschiedener Studien / Ansätze

**Die der Parametrierung im Referentenentwurf zu Grunde liegenden Annahmen sind in Teilen weder ausreichend dokumentiert noch überzeugend begründet, so dass die Herleitung der Korrekturfaktoren insgesamt nicht nachvollziehbar ist. Ferner wurden die im Referentenentwurf enthaltenen Korrekturfaktoren auf Basis des alten zweistufigen Referenzertragsmodells parametrieren.** Bei den vielzähligen, vorliegenden Analysen zur Kostenentwicklung haben sehr unterschiedliche technisch-ökonomische Eingangsparameter Einfluss gefunden. Die Konsistenz und Validität dieser Studien und der jeweiligen Annahmen miteinander (sowie deren Wirkung bei der Ermittlung der Korrekturfaktoren) wurde bislang nicht hinreichend und plausibel eingeordnet bzw. dargelegt (Technologieauswahl, Volllaststunden, Investitionsnebenkosten, Betriebskosten etc.; siehe hierzu im Detail die genannte Untersuchung von BET 2016). Auch die im März 2016 neu vorgelegte Kostenstudie im Auftrag des BWE<sup>3</sup>, die mit dem neuen einstufigen Referenzertragsmodell arbeitet, trifft z. T. Annahmen, die sich zu Ungunsten der Binnenlandstandorte auswirken (z. B. der schon bei 100%-Standorten vorgenommene Technologiewechsel). Kritisch wird insbesondere gesehen, dass die standortspezifischen

<sup>3</sup> Deutsche WindGuard (2016): Kurzanalyse zu Verhältnissfaktoren unter verschiedener Annahmen.

Varianzen bei den Investitionsnebenkosten im heterogen strukturierten Binnenland nicht umfassend berücksichtigt wurden, so dass die ermittelten Kosten die Wirklichkeit nicht repräsentativ abbilden, was zu verzerrten Verhältnissen zwischen Standorten mit unterschiedlichen Referenzertragsklassen führt. Ferner weisen die Korrekturfaktoren in Abhängigkeit von den zu Grunde gelegten Annahmen hohe rechnerische Sensitivitäten auf.

**Die Einpreisung einer ansteigenden Rendite für die hohen Referenzertragsklassen macht die zugesagte Chancengleichheit offensichtlich zu nichte und konterkariert die durch die Ausschreibungen angestrebte Kostensenkung und Effizienzsteigerung. Dies wird daher abgelehnt.** Unterschiedliche Renditen lösen lediglich Mitnahmeeffekte und Fehlanreize aus. So wie im Referentenentwurf vorgeschlagen, werden dadurch küstennahe Standorte wirtschaftlich besonders bevorzugt und erhalten Überrenditen, was die Kosten treibt. Eine Setzung finanzieller Minderanreize für niedrigere Referenzertragsklassen, um in windreichen Gebieten schlechtere Standorte über eine schlechtere Rendite auszusteuern, ist auch insofern nicht zielführend, da Flächen- und Standortauswahl sowie deren Sicherung durch die Planungsträger (Regional- und Bauleitplanung) im Lichte der vielzählig bekannten Raumnutzungskonflikte erfolgt. Die Landes-, Regional- und Bauleitplanung kann dabei im Rahmen ihrer allseitigen Abwägung eine Lenkung auf besonders windhöfliche und netzkompatible Standorte vornehmen. Volkswirtschaftlich ist es demnach angezeigt, finanzielle Anreize für möglichst ertragsstarke Projekte (d.h. Kombination aus Windhöflichkeit, Anlagentyp und geringen Betriebseinschränkungen) an den planerisch ausgewiesenen Standorten zu setzen.

**Um die Wettbewerbsintensität zu steigern (Stichwort: „Marktliquidität“) und dadurch zur Kosteneffizienz beizutragen sollten die Korrekturfaktoren unterhalb der Referenzertragsklassen von 70 % insofern mindestens bis zur Standortgüte 65 % weiter ansteigend ausgestaltet werden. Sofern gesichert werden soll, dass der faktische Vergütungssatz („anzulegender Wert“) nicht oberhalb eines bestimmten Höchstvergütungssatzes liegt, sollte die Begrenzung nicht über eine Kappung oder Reduzierung der Korrekturfaktoren erfolgen, sondern über eine unmittelbare Deckelung des faktischen Vergütungssatzes.** Durch eine Kappung bzw. Reduzierung der Korrekturfaktoren würde die Funktion des Referenzertragsmodells, Chancengleichheit zu gewährleisten, verloren gehen. Die niedrigen Referenzer-

tragsklassen wären dadurch von vornherein im Wettbewerb benachteiligt, was sich bei intensivem Preiswettbewerb weiter verschärfen würde. Ein Erhalt der o.g. Korrekturfaktoren in Verbindung mit der Deckelung des faktischen Vergütungssatzes könnte hingegen zumindest ein gewisses Maß an Chancengleichheit gewährleisten, ohne die absolute Vergütungshöhe über einen bestimmten Satz ansteigen zu lassen. Der Vergütungssatz würde demnach grundsätzlich über die o.g. Korrekturfaktoren bestimmt. Ergibt sich daraus für das konkrete Projekt jedoch eine Vergütung oberhalb des festgelegten maximalen Vergütungssatzes, wird der Zuschlag auf diesen Maximalwert begrenzt. Der festgelegte maximale Vergütungssatz sollte bei Anpassung des Maximalgebotswertes ebenfalls entsprechend angepasst werden. Diese Systematik würde es sogar ermöglichen, die Korrekturfaktoren noch über die Differenzierungsgrenze von 70% hinaus entsprechend dem erforderlichen Windhöffigkeitsausgleich weiter ansteigend bis zu einer Standortgüte von 65% auszugestalten. Diese Ausdehnung erhöht die Marktliquidität und damit die Wettbewerbsintensität und führt nicht zu einer weiteren Behinderung eines regional verteilten Ausbaus.

#### **Ersteinstufung in die Referenzertragsklasse (§ 36g Abs. 4)**

Nach §§ 36g Abs. 4, 36f Abs. 1 S. 2 EEG-Entwurf wird zur Ermittlung der Ersteinstufung der Projekte in die Referenzertragsklasse lediglich pauschal auf die FGW TR6 verwiesen. Da die FGW TR6 verschiedene Beurteilungsgrößen liefert, sollte klargestellt werden, welche zur Einstufung heranzuziehen ist. Hierbei sollte möglichst die Größe gewählt werden, die dem realen Stromertrag am nächsten kommt. Reine Windpotenzialbetrachtungen überschätzen den technischen Ertrag und können so zu einer Fehleinstufung und infolgedessen zu einer Unterfinanzierung in den ersten fünf Betriebsjahren führen. Die o.g. DEWI-Studie<sup>4</sup> im Auftrag von LEE / MKULNV NRW hat hierzu auf breiter Datenbasis ermittelt, dass der sog. „p75-Wert“ der Ertragsermittlung, der auch von Banken als Grundlage für ihre Finanzierungszusagen herangezogen wird, am besten geeignet ist, den realen Ertrag zu prognostizieren. Der Verweis in § 36g Abs. 4 S. 2 auf § 36f Abs. 1 S. 2 sollte daher noch um folgenden Halbsatz ergänzt werden: „Maßgebliche Größe für die Einstufung in die Güteklasse ist

---

<sup>4</sup> DEWI (2015): Kurzstudie zum 1-stufigen EEG-Vergütungsmodell im Rahmen der Ausschreibung für Windenergieprojekte.



dabei der Energieertrag unter Einbeziehung des Parkwirkungsgrades auf Basis des p75-Wertes.“

### **Verdeckte Vergütungskürzungen (Anlage 3 c) Nr. 7)**

Leistungsreduzierungen oder Stillstandszeiten, die durch genehmigungsrechtliche Auflagen erforderlich sind (Schallreduzierung zur Nachtzeit, Schattenwurf- und Fledermausabschaltungen) sind nicht durch den Betreiber manipulativ herbeigeführt, sondern sind rechtlich zwingend erforderlich sowie umweltpolitisch und gesellschaftlich erwünscht. Die damit verbundenen Ertragsverluste können in der bisherigen Vergütungsstruktur wirtschaftlich getragen werden. Werden sie nun wie in Anlage 3 des EEG-Entwurfs vorgesehen herausgerechnet, führt dies zu einer verdeckten Vergütungskürzung. Wir lehnen daher das Herausrechnen von genehmigungsrechtlich festgelegten Abschaltungen und Reduzierungen nach Anlage 3 c) Nr. 7 ab. Sofern diese Regelung auf eine mögliche Manipulation der Einstufung in die Referenzertragsklasse zielt, sollte dies durch die vorgesehenen Kontrollen und Rückzahlungspflichten nach 5, 10 und 15 Betriebsjahren ausreichend unterbunden sein.

## **2.2 Festlegung der Höchstwerte durch die BNetzA (§§ 36b Abs. 2, 85a und Begründung II. 4.)**

Nach § 85a Abs. 1 soll die BNetzA die Möglichkeit erhalten, die Höchstwerte für Windenergie an Land, Photovoltaik und Biomasse nach §§ 36b Abs. 1, 37b und 39b jährlich um 10 Prozent nach oben oder unten anzupassen. Dies steht im Widerspruch zur Gesetzesbegründung (II. 4. Windenergie an Land, S. 114), wo von einer Anpassung in Höhe von +/- 5 Prozent die Rede ist. Mit einer solchen Regelung wird die Windbranche – bei den bekannt langen Planungs- und Realisierungszeiträumen – großen Unsicherheiten ausgesetzt. Im Sinne einer höheren Planungssicherheit für die Windbranche halten wir daher eine Begrenzung auf +/- 5 Prozent sowie eine Indizierung an die Stahlpreis- und Zinsentwicklung für zwingend erforderlich.

## **2.3 Negative Preise und entschädigungspflichtige Abregelung**

Das Risiko von Vergütungsausfällen aufgrund negativer Strompreise oder bei Netzengpässen darf nicht unbegrenzt auf die Anlagenbetreiber abgewälzt werden. Vielmehr bedarf es verlässlicher Finanzierungsgrundlagen. Ansonsten

führt dies zu massiven Verunsicherungen der Anlagenbetreiber und der finanzierenden Banken, da dieses Risiko nur eingeschränkt prognostiziert und selbst beeinflusst werden kann, mit der Folge höherer Risikoaufschläge bei der Finanzierung. Das Land Baden-Württemberg begrüßt es daher ausdrücklich, dass ein Vergütungsausfall bei negativen Strompreisen auch nach §§ 23 Abs. 3 Nr. 2, 51 Abs. 1 dieses Referentenentwurfs nur eintritt, wenn die negativen Preisphasen mit einer Dauer von mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden sowohl am Intraday-Markt als auch am Day-ahead-Markt gleichzeitig auftreten. Damit können die relevanten negativen Preisphasen geringgehalten und Finanzierungsaufschläge verhindert werden.

Aus dem gleichen Grund unterstützt Baden-Württemberg die vorgesehene unveränderte Übernahme der bisherigen Härtefallregelung des § 15 EEG 2014 im EEG 2016. Es ist aus Gründen der Finanzierbarkeit neuer Anlagen und des Bestandsschutzes bestehender Anlagen geboten, dass im Fall eines Netzengpasses eine Abregelung nur gegen eine Entschädigungszahlung erfolgen kann. Da die Höhe der Entschädigung bereits auf 95 % begrenzt ist, werden die Anlagenbetreiber schon jetzt erheblich belastet und sind gezwungen, sich mit der Netzsituation auseinanderzusetzen und ihre Planung ggf. anzupassen. Weitere verschuldensunabhängige Einschnitte bei der Vergütung sind jedoch nicht zu akzeptieren und verkennen, dass die Netzbetreiber aufgrund der vorrangigen Einspeisung des EE-Stroms verpflichtet sind, die Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes unverzüglich auszuschöpfen und hierdurch Abregelungen zu vermeiden.

## **2.4 Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land**

In der E-Mail des BMWi vom 14. April 2016 wird angesprochen, dass im Ressortkreis eine Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land in der Diskussion sei. Dies bezieht sich offensichtlich auf Windenergieprojekte, die vor dem 1. Januar 2017 nach Bundesimmissionsschutzgesetz genehmigt wurden und damit in das Übergangsregime nach § 22 Abs. 2 Nr. 5 entfallen. Ein solches Vorgehen würde das Prinzip des Vertrauensschutzes fundamental verletzen. Denn bereits im EEG 2014 ist mit § 102 hierzu eine Regelung getroffen worden und angesichts der hohen Ausbauzahlen in den vergangenen zwei Jahren sind auch die Degressionen der Vergütungssätze an der oberen Bandbreite ausgefallen. Die Vorhabenträger, die in den vergangenen 4 bis 5 Jahren

die langwierigen Windenergieplanungen verfolgt und die damit einhergehenden substanziellen finanziellen Vorleistungen erbracht haben, könnten damit ihre Kalkulation ggf. nicht aufrechterhalten und müssten versunkene Kosten hinnehmen. Eine solche Regelung ist mit dem Grundsatz der Investitionssicherheit nicht vereinbar und würde der Energiewende durch den einhergehenden Vertrauensverlust schweren Schaden zufügen. Eine Einmaldegression für Windenergieanlagen an Land wird insofern abgelehnt.

## **2.5 Forschungswindenergieanlagen**

Im Sinne des Forschungs- und Innovationsstandortes Deutschlands empfehlen wir, dass neben Prototypen auch Forschungswindenergieanlagen in die Regelung von § 22 Abs. 2 Nr. 6 auf- und damit von der Ausschreibungspflicht nach § 22 Abs. 1 ausgenommen werden.

## **3. Regional ausgewogener Ausbau der Windenergie an Land**

Alle Akteure sind sich einig, dass der Ausbau deutschlandweit erfolgen muss und dass der Ausbau der Windenergie langfristig in ganz Deutschland benötigt wird, um die Ziele der Energiewende zu erreichen.

Im Gesetzentwurf zum EEG 2016 ist kein Instrument erkennbar, das einen räumlich verteilten Windenergieausbau deutschlandweit in ausreichendem Maße sicherstellen könnte. Mit dem Referenzertragsmodell werden zwar Unterschiede in den unterschiedlichen Windhöufigkeiten korrigiert, allerdings nicht die in Berg- und Waldregionen höheren spezifischen Nebeninvestitionskosten (Netzanschluss, Waldrodung, schwerer zugängliches Gebiet). In einer Auktion ohne regionale Steuerung hätten diese Standorte einen Wettbewerbsnachteil und würden nicht mehr entwickelt, da erwartet werden muss, dass das Risiko einer Nichtbezuschlagung in Verbindung mit dem Anfall hoher versunkender Kosten für die Projektplanung und -genehmigung aufgrund der Wettbewerbssituation von Vorhabenträgern als zu hoch eingestuft würde. Angesichts langer Realisierungszeiträume und vielzähliger Flächenkonkurrenzen müsste deshalb davon ausgegangen werden, dass dies einen „Fadenriss“ hervorrufen würde.

Die alleinige Reform des Referenzertragsmodells kann daher signifikante strukturelle Wettbewerbsnachteile von Binnenlandstandorten nicht beheben, so

dass mit dem vorliegenden Referentenentwurf ein räumlich konzentrierter Ausbau und Wettbewerbsprobleme bei der Auktionierung (Marktliquidität, Wettbewerbsintensität, Erwirtschaftung von Überrenditen bei inhomogenen Auktionsgütern) erwartet werden muss. Außerdem sind die Auswirkungen der Änderungen am Referenzertragsmodell im Zusammenhang mit der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem für den Markt nur bedingt abschätzbar.

Uns ist bewusst, dass die Ausgestaltung einer Regionalisierungskomponente schwierig ist, da die konkrete Definition einer Region mit gewissen Unschärfen verbunden ist. Gleichwohl sind wir der festen Überzeugung, dass nur eine Regionalisierungskomponente einen deutschlandweit ausgewogenen Ausbau sicherstellen kann.

Daher haben die Länder Baden-Württemberg, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Thüringen in einem gemeinsamen Länderpositionspapier vom 21.05.2015 die Einführung einer Regionalisierungskomponente gefordert, die wie ein Sicherheitsnetz wirken würde, falls die angestrebte regionale Verteilung nicht erreicht werden könnte. In der Folge hat der Bundesrat einvernehmlich mit Beschluss vom 27.11.2015 (BR Drs. 511/15) die Bundesregierung aufgefordert, dafür Sorge zu tragen, dass eine angemessene Verteilung der Windenergie an Land allen Ländern die Chance bietet, von der Energiewende zu profitieren und ihren unverzichtbaren Beitrag dazu zu leisten. Dazu schlägt der Bundesrat ein Modell vor, mit dem im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens ein festgeschriebener Mindestanteil der bezuschlagten Menge auf zwei zu definierende Regionen im Norden und der Mitte/Süden Deutschlands verteilt und ein weiterer Anteil standortunabhängig vergeben würde.

Gemäß Szenariorahmen zum NEP 2015 der Übertragungsnetzbetreiber im Basis-Szenario B (Grundlage für Ausbauplanungen des Transportnetzes in DE), soll der Anteil der Windkraft in den südlichen Bundesländern 38,7 % in 2025 und 41,5 % in 2035 betragen. Letztes Jahr fielen 50% der Genehmigungen von Windenergieanlagen in diese mittel- und süddeutschen Bundesländer. Der Zielanteil von etwa 40% entspricht den Prämissen im Netzentwicklungsplan.

Eine Unterschreitung dieser Zielanteile würde den Netzausbau- sowie den Redispatchbedarf in Nord-Süd-Richtung sowie die Kosten des Einspeisemanagements noch weiter erhöhen.

Die vorgeschlagene Regionalisierungskomponente sieht analog zum Referentenentwurf eine gemeinsame deutschlandweite Auktion über alle Standorte vor. Für zwei zu definierende Teilräume, die sich bspw. an Netzengpässen oder Abregelungsmengen orientieren können, müssten entsprechende Mindestanteile an der ausgeschriebenen Menge erreicht werden, ohne die Ausschreibung zu ändern. Denkbar wäre bei einer Orientierung an den Abregelungsmengen eine Abgrenzung von derzeit oder zukünftig abregelungsarmen Regionen, in denen ein bestimmter Anteil neuer Anlagen gebaut werden muss. Bei einer Zuordnung nach Netzengpässen bietet sich bspw. eine Abgrenzung auf Basis der identifizierten Engpässe in den Bedarfsanalysen zur Dimensionierung der Netzreserve an.

Auf die Auktionsimplementierung und die Gebotsabgabe hätte die Regionalisierungskomponente somit keinerlei Einfluss. Die Berücksichtigung der beiden Teilräume würde implizit innerhalb der Gebotsbezuschlagung erfolgen. Hierfür wäre **keine gesonderte** oder **zweite Auktion notwendig**. Erst im Rahmen der nachträglichen Zuschlagserteilung durch den Auktionator würde der Standort für die Sicherstellung der (regionalen) Anteile berücksichtigt.

Theoretisch denkbar wäre auch die Integration einer Regionalisierungskomponente im Referenzertragsmodell (Zu- oder Abschläge aufgrund objektiver Merkmale, z.B. Netzengpass, anderer Strukturparameter).

#### **4. Regelungen zum Erhalt der Akteursvielfalt bei der Windenergie an Land (§§ 3 Nr. 15, 36 f EEG-Entwurf)**

Der Erhalt der Akteursvielfalt bei der Windenergie an Land ist bei der Umstellung des Vergütungssystems auf Ausschreibungen ein Kernanliegen und wurde bereits in § 2 Abs. 5 S. 2 EEG 2014 gesetzlich verankert. Es wird daher ausdrücklich begrüßt, dass die Notwendigkeit für Sonderregelungen für kleine Akteure im Ausschreibungssystem im Referentenentwurf und zuvor im Eckpunktepapier vom 15. Februar 2016 bestätigt wurde.

Die in **§ 36f Abs. 1 - 3 EEG-Entwurf** vorgesehene Sonderregelung für kleine Akteure, die lediglich die Zugangshürden absenkt, indem Gebote auch ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung abgegeben werden können (frühe Ausschreibung), ist aber nicht geeignet, die kleinen Akteure wirksam zu schützen und wird aus den nachfolgenden Gründen entschieden abgelehnt:

- Das für kleine Akteure gerade nicht tragbare Zuschlagsrisiko, das auch in der Unterarbeitsgruppe Bürgerenergie als zentrales Hindernis für die Auktionsteilnahme von kleinen Akteuren identifiziert wurde, wird nicht ausgeräumt, sondern nur geringfügig abgemildert.
- Die frühe Ausschreibung schafft weitere Risiken, die Bürger abschrecken könnten: Durch das Bieten ohne Genehmigung wird zum einen das Genehmigungsrisiko, anders als bei der späten Ausschreibung, in die Auktion hinein verlagert. Dass eine Bürgerenergiegesellschaft gemäß § 36f Abs. 3 Nr. 1 EEG-Entwurf im Fall des Scheiterns des Projekts auf ein anderes Projekt im Landkreis ausweichen kann, ist mit Blick auf die Genehmigungs- und Realisierungsfristen wenig realistisch. Im worst case erhält ein Projekt damit zwar einen Zuschlag, kann aber mangels Genehmigung nicht realisiert werden mit der Folge, dass nicht nur die bis dahin aufgelaufenen Projektkosten, sondern auch die nach § 36f Abs. 2 Nr. 1 EEG-Entwurf viel zu hoch angesetzte Erstsicherheit (45 000 € bei einer 3 MW-Anlage) verloren sind (erhöhtes Pönalenrisiko). Zum anderen wird bei einer frühen Ausschreibung das bei einer Auktion immer bestehende Preisrisiko noch erhöht, da sich die Kosten zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe im Hinblick auf die beizubringenden Genehmigungsunterlagen und die späteren Auflagen (z.B. artenschutzrechtliche Abschaltalgorithmen, Ausgleichsmaßnahmen) nicht zuverlässig abschätzen lassen.
- Die mit der frühen Ausschreibung erweiterte Realisierungsfrist um bis zu zwei Jahre bindet über lange Zeit die bezuschlagte Ausschreibungsmenge zu Lasten anderer Projekte, so dass der Windenergieausbau insgesamt unnötig verzögert wird.

Baden-Württemberg fordert daher, für eine wirksame Sonderregelung zwingend das Zuschlagsrisiko für Bürgerenergieprojekte ausräumen. Das Land Baden-Württemberg spricht sich für eine Lösung ohne Zuschlags- und erhöhtes Preis- und Pönalenrisiko aus und bevorzugt eine Sonderregelung innerhalb der Auktion in Form einer Zuschlagsgarantie zum markräumenden Preis durch die

Abgabe eines sog. non competitive bid, um einerseits die angestrebte Mengensteuerung beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu unterstützen und andererseits einen größeren Wettbewerb zu erreichen. Gemäß § 3 Nr. 50 letzter Halbsatz EEG-Entwurf bedarf es daher für privilegierte Bürgerenergiegesellschaften einer abweichenden Bestimmung des Zuschlagswerts, welcher nicht wie im Pay-as-bid-Verfahren dem Gebotswert, sondern dem höchsten bezuschlagten Gebot als Einheitspreis entspricht. Um dem sich hieraus weiterhin für kleinere Akteure ergebenden Preisrisiko in Abhängigkeit vom Market-Clearing-Preis der Auktion zu begegnen, kommt auch eine Übertragung des durchschnittlichen markträumenden Preises aus mehreren Auktionsrunden als Zuschlagswert für kleine Akteure in Betracht. In diesem Zusammenhang ist es zentral zu betonen, dass nach der De-minimis-Regelung der EU sogar die vollständige Freistellung von Windparks mit bis zu 6 Windenergieanlagen und höchstens 18 MW zulässig wäre.

Die Definition der kleinen Akteure nach § 3 Nr. 15 EEG-Entwurf zur Abgrenzung der nicht schutzwürdigen Marktakteure halten wir im Wesentlichen für geeignet. Aus Sicht des Landes Baden-Württemberg ergibt sich hier nur ein geringer Änderungsbedarf:

- Statt in der Definition der privilegierten Bürgerenergiegesellschaften in **§ 3 Nr. 15 b) EEG-Entwurf** ausschließlich auf den Landkreis bzw. die kreisfreie Stadt abzustellen, sollten sich an land- bzw. stadtkreisübergreifenden Projekten oder an Projekten nah an der Landkreis- bzw. Stadtkreisgrenze auch die Bürgerinnen und Bürger des jeweiligen Nachbarland- oder Stadtkreises bzw. zumindest der benachbarten Kommunen und Planungsgemeinschaften beteiligen können (ggf. begrenzt auf einen Umkreis von 50 km um die Kommune(n), auf deren Gebiet der Windpark errichtet wird).
- Desweiteren besteht aus Sicht des Landes Baden-Württemberg keine Notwendigkeit, den Stimmanteil pro Gesellschaftsmitglied nach **§ 3 Nr. 15 c) EEG-Entwurf** auf höchstens zehn Prozent zu beschränken. Im Gegenteil kann dies die Finanzierung eines Projekts deutlich erschweren oder gar verhindern. Auch bei einer Begrenzung auf 24,9 % der Stimmanteile pro Gesellschaftsmitglied wird einer Dominanz einzelner Gesellschafter wirksam vorgebeugt und der bürgerschaftliche Charakter der Gesellschaft gewahrt. Denn bei einer Genossenschaft hat ohnehin jeder Gesellschafter nur eine Stimme, unabhängig von der Anzahl der gezeichneten Genossen-

schaftsanteile, und bei anderen Gesellschaftsformen wird durch die Begrenzung auf 24,9 % nach wie vor die Schwelle zur Sperrminorität unterschritten.

- Damit die Gesellschaft, bestehend zu 51 % aus natürlichen Personen, insbesondere zur Unterstützung in der Startphase auch Projektierer mit einbinden kann, sollte im Hinblick auf die Gesellschaftsanteile bis zu 49 % auf die Begrenzung in **§ 36f Abs. 1 Nr. 3 b) EEG-Entwurf** auf ein Projekt pro Jahr verzichtet werden. Diese einschränkende Voraussetzung sollte nur für die Mehrheitseigner, also die natürlichen Personen, gelten.

## **5. Photovoltaik**

### **5.1 De-minimis-Regelung für Photovoltaikanlagen $\leq$ 1 MW**

Das Land Baden-Württemberg begrüßt ausdrücklich, dass nach § 22 Abs. 1 EEG-Entwurf nur Anlagen von mehr als 1 MW an den Ausschreibungen teilnehmen müssen. Eine Einbeziehung von kleineren Anlagen in die Ausschreibung würde zu einem nicht mehr administrierbaren Aufwand für die Bundesnetzagentur führen.

Zudem kann nur durch eine auskömmliche De-minimis-Grenze von 1 MW sichergestellt werden, dass in diesem Bereich zum einen die Akteursvielfalt erhalten werden kann und zum anderen in jedem Fall der Eigenverbrauch, der in diesem Segment eine große Rolle spielt, weiterhin ermöglicht wird. Ferner kann außerhalb einer Ausschreibung bei kleinen und mittleren Photovoltaikanlagen weiterhin nach Vergütungsklassen differenziert und damit den unterschiedlichen Stromgestehungskosten der verschiedenen Anlagengrößen Rechnung getragen werden. Gerade in einer Ausschreibung besteht ansonsten für kleine und mittlere Photovoltaikanlagen und damit auch gerade für Bürgerenergieprojekte aufgrund von Skalierungseffekten keine bzw. kaum eine Möglichkeit, mit Anlagen größer 1 MW zu konkurrieren. Darauf deuten auch die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden zur Freiflächenphotovoltaik hin. In den ersten beiden Ausschreibungsrunden wurden keine Gebote kleiner 1 MW bezuschlagt (1. Ausschreibung: Kleinstes bezuschlagtes Gebot 1 MW trotz 13 Geboten kleiner 1 MW; 2. Ausschreibung: Kleinstes bezuschlagtes Gebot 1 MW trotz 16 Geboten kleiner 1 MW). In den letzten beiden Ausschreibungsrunden wurden zwar auch jeweils 2 Gebote  $\leq$  500 kW bezuschlagt, die



überwiegende Mehrzahl der Zuschläge entfiel jedoch auf Gebote  $\geq 1$  MW. Auch mit Blick auf die Personen bzw. Rechtsformen, die einen Zuschlag erhielten, wird klar, dass die Akteursvielfalt zumindest in Bezug auf natürliche Personen, Gesellschaften bürgerlichen Rechts und Genossenschaften nicht im erforderlichen Umfang gewahrt werden konnte. In der ersten und vierten Ausschreibungsrunde wurde keines der Gebote von Genossenschaften, GbR oder natürlichen Personen bezuschlagt. In der zweiten Ausschreibungsrunde wurde lediglich ein Gebot einer GbR bezuschlagt und nur in der dritten Ausschreibungsrunde kamen vereinzelt auch natürliche Personen, GbR und Genossenschaften zum Zug.

Gegen die Einbeziehung von Projekten  $\leq 1$  MW spricht zudem, dass kleine und mittlere Dachflächen seitens der Gesetzgeber ausdrücklich als teilweise bzw. vollständige Option zur Erfüllung der Vorgaben der Energieeinsparverordnung des Bundes (EnEV) und des Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg (EWärmeG) gelten. Eine Verhinderung der praktischen Umsetzung dieser Option in einem Auktionsverfahren mit Zuschlagsrisiko kann daher nicht gewollt sein.

## **5.2 Zulassung des Eigenverbrauchs bei Photovoltaik-Dachanlagen > 1 MW (§ 27a EEG-Entwurf 2016)**

Nach § 27a EEG-Entwurf wird der Eigenverbrauch für alle EEG-Anlagen, die an einer Ausschreibung teilnehmen, ausgeschlossen. Anders als im Eckpunktetpapier von Juni 2015 vorgesehen, sollen nunmehr große Dachanlagen und Freiflächenanlagen > 1 MW trotz ihrer unterschiedlichen Stromgestehungskosten in einem gemeinsamen Auktionsverfahren ausgeschrieben werden. Aus diesem Grund fordert Baden-Württemberg, den Eigenverbrauch auf großen Photovoltaik-Dachanlagen ausnahmsweise zuzulassen, damit die Dachanlagen mit Freiflächenanlagen konkurrieren können. Zudem spielt der Eigenverbrauch im Bereich der großen Dachanlagen eine nicht unbedeutende Rolle (z.B. bei Dachanlagen auf Supermärkten, Baumärkten, Produktionsstätten, Logistikgebäuden). Nach Rückmeldung der Solarbranche in Baden-Württemberg ist die Nutzung des selbst erzeugten Stroms teilweise überhaupt erst Anreiz, große Dachanlagen ab 1 MW auf Gebäuden zu errichten. Daher dürfen sinnvolle Eigenverbrauchskonzepte in diesem Segment nicht behindert werden.

### **5.3 Finanzieller Anreiz zum Direktverbrauch von Solarstrom (PV-Mieterstrommodelle)**

Der vorliegende Referentenentwurf bietet PV-Mieterstrommodellen keine wirtschaftliche Perspektive, nachdem das solare Grünstromprivileg im EEG 2014 ersatzlos gestrichen wurde. Dabei ist die Erhebung der vollen EEG-Umlage im EEG ein wesentliches Hemmnis. Existierende PV-Mieterstrommodelle sind mangels Wirtschaftlichkeit überwiegend Leuchtturmprojekte/Piloten, um zu zeigen, dass man als Unternehmen (lokales bis bundesweit tätiges EVU; Projektierer und Großhandelsunternehmen aus der PV-Branche) ein solches Produkt im Portfolio hat. Bei weiteren Projekten sorgt das BHKW für die Wirtschaftlichkeit aufgrund der nicht günstigen Rahmenbedingungen für PV-Mieterstrommodelle.

Aus Sicht des Landes Baden-Württemberg bieten Mieterstrommodelle eine große Chance für die Energiewende: PV-Mieterstrommodelle können als „Vor-Ort-Produkt“ die Akteursvielfalt auf der Angebotsseite fördern. So können PV-Mieterstrommodelle das Angebotsportfolio von Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Energiedienstleistern erweitern. PV-Mieterstrommodelle bieten auch neuen Anbietern (beispielsweise Energiegenossenschaften und Wohnungsbaugesellschaften) eine Chance, sich auf dem Energiemarkt einzubringen. Zudem erhalten auch Mieterinnen und Mieter die Möglichkeit, an der Energiewende teilzuhaben. Mit diesen Geschäftsmodellen würde die Ungleichbehandlung von Eigentümern / Besitzern von Einfamilienhäusern und von Mietern in Mehrfamilienhäusern aufgehoben und es könnten für die Energiewende insbesondere im städtischen Raum weitere Solarstrompotenziale erschlossen werden.

Durch den finanziellen Anreiz des Direktverbrauchs von Solarstrom wird zudem die Marktintegration weiter gefördert, indem der PV-Strom Schritt für Schritt aus der EEG-Förderung in selbsttragende Marktstrukturen überführt wird. Der Direktverbrauch von Solarstrom entlastet darüber hinaus die EEG-Umlage, denn für die vor Ort selbst vermarkteten Strommengen entfallen die entsprechenden Vergütungszahlungen.

PV-Mieterstrommodelle tragen schließlich zur Systemintegration bei, in dem die Erzeugung des PV-Stroms stärker am Bedarf ausgerichtet wird. Die de-

zentrale Abstimmung zwischen Erzeugung und Nachfrage ist aufgrund der besser verfügbaren Informationen leichter erreichbar als in einem zentralen Markt. Die Nutzung vor Ort erzeugten Stroms liefert Verbrauchern bzw. Verbrauchergemeinschaften einen ökonomischen Anreiz, durch Lastverschiebungen ihr System so zu optimieren, dass eine möglichst hohe Harmonisierung von Erzeugung und Verbrauch vor Ort erreicht wird. Dadurch gleichen sich Angebot und Nachfrage an, was zur Entlastung der Netze führt, deren Ausbaubedarf verringert und die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien fördert.

Um PV-Mieterstrommodellen eine wirtschaftliche Perspektive zu geben, muss der Direktverbrauch von Solarstrom dem Eigenverbrauch gleichgestellt und damit teilweise von der EEG-Umlage befreit werden.

Hierzu ist in § 3 EEG-Entwurf folgende Definition aufzunehmen: „Direktverbraucher ist jede natürliche oder juristische Person, die Strom eines Dritten ausschließlich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie im räumlichen Zusammenhang verbraucht, ohne dass dieser durch ein öffentliches Netz durchgeleitet wird.“

In § 61 EEG-Entwurf muss folgender Absatz 8 eingefügt werden: „Der Direktverbraucher ist dem Eigenversorger gleichgestellt. Die Absätze 1 bis 7 sind entsprechend anzuwenden.“

Alternativ hierzu könnte das solare Grünstromprivileg (wie in § 39 Abs. 3 EEG 2012) wiedereingeführt werden.

#### **5.4 Flächenkulisse bei der Photovoltaik (§§ 37 Abs. 1 Nr. 3 h, Abs. 2, 37c)**

Ab 2016 erfolgt bei der Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen eine Erweiterung der Flächenkulisse auf Ackerflächen in benachteiligten Gebieten. Nach § 37c EEG-Entwurf soll hier aber weiterhin eine Beschränkung auf 10 Anlagen pro Kalenderjahr gelten. Außerdem sollen nach § 37 Abs. 3 weiterhin Gebote für alle Freiflächenanlagen auf 10 MW installierte Leistung pro Gebot beschränkt. Angesichts der geringen Anzahl an zugelassenen Geboten auf Ackerflächen und der begrenzten Leistung je Gebot fordern wir, die Flächenkulisse bei den Ackerflächen nicht nur auf benachteiligte Gebiete zu beschränken,

sondern den örtlichen Planungsträgern zu überlassen. Denn in Baden-Württemberg ist gerade in benachteiligten Gebieten der Anteil der Ackerflächen im Vergleich zu den Grünlandflächen sehr gering, so dass dort die Ackerflächen aus Sicht der Landwirtschaft vorrangig für die landwirtschaftliche Nutzung vorgehalten werden sollen.

## **6. Änderungen bei der Biomasse**

Nach §§ 39, 39a EEG-Entwurf ist für Biomasse eine gemeinsame Ausschreibung sowohl für feste und gasförmige Biomasse als auch für Neu- und Bestandsanlagen vorgesehen. Das gesamte Ausschreibungsvolumen soll dabei nach § 28 Abs. 4 EEG-Entwurf auf 100 MW abzüglich der im Vorjahr auf Basis gesetzlich bestimmter Festvergütung installierten Leistung beschränkt sein. Diese Beschränkung des Zubaus an Neuanlagen und des Erhalts an Bestandsanlagen auf 100 MW pro Jahr führt zum Abschmelzen der installierten Bioenergieleistung auf ca. 10 – 20 Prozent der aktuell installierten Leistung. Begründet wird dies mit dem Ziel der Konzentration auf die kostengünstigsten Technologien. Auf Basis dieses Ausbauziels können nicht einmal die grundlastfähigen und sehr kostengünstigen Altholzkraftwerke erhalten bleiben. Von der bis 2005 installierten Leistung (rund 1.000 MW) müssten aufgrund des Ausbaudeckels bis 2025 mindestens 500 MW abgebaut werden, da in diesem Zeitraum nur maximal 500 MW als Ausschreibungsvolumen zur Verfügung stehen würde. Auch bei den anderen Bioenergieanlagen wird unterschlagen, dass Strom aus Biomasse als einziger EE-Strom sowohl grundlastfähig als auch flexibel einsetzbar ist, während für die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne zusätzlich back-up-Systeme erforderlich sind.

Baden-Württemberg fordert deshalb, Bestandsanlagen aus den Ausschreibungen auszunehmen und § 39a EEG-Entwurf zu streichen. Die Fortführung der Bestandsanlagen sollte entsprechend den EU-Leitlinien zu Beihilfen für bestehende Biomasseanlagen nach deren Abschreibung erfolgen. Insbesondere für Biogasanlagen sollte eine Fortführung der Förderung allerdings von einer Erüchtigung abhängig gemacht werden.

Folgende Anforderungen müssen für eine Verlängerung der Förderdauer um zehn Jahre kumulativ erfüllt werden:

1. Der Anlagenbetreiber vermarktet den Strom direkt und überlässt dem Netzbetreiber das Recht, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen.
2. Die Einsatzstoffe zur Stromerzeugung stammen im Jahresdurchschnitt zu maximal 50 Masseprozent aus den Ganzpflanzen oder den Haupternteprodukten einjähriger Anbaubiomasse (wie z.B. Mais- oder Getreide(-korn) bzw. Ganzpflanzen(-silage), Kartoffeln, Rüben).
3. Die Verstromung von Biogas muss in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgen. Ein Gesamtnutzungsgrad der Anlage (Summe aus Stromerzeugung und Nutzwärme bezogen auf die eingesetzte Energiemenge) von 70 Prozent ist nachzuweisen. Als Nutzwärme gilt die ausgekoppelte Wärme, die für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird. Die Verwendung für die Beheizung des Fermenters wird als Prozesswärme anerkannt.
4. Anlagen, die keine einjährige Anbaubiomasse nach Nr. 2 oder im Jahresdurchschnitt mehr als 80 Masseprozent Gülle zur Erzeugung des Biogases einsetzen, sind von den Anforderungen nach Nr. 3 befreit.
5. § 44b EEG-Entwurf gilt entsprechend.

Die Vergütung darf die jeweils durchschnittliche Höhe des anzulegenden Wertes für den in der Anlage erzeugten Strom in Cent pro Kilowattstunde nach dem EEG in der für die Anlage maßgeblichen Fassung nicht übersteigen. Maßgeblich ist der durchschnittliche anzulegende Wert der vorangegangenen fünf Kalenderjahre zum Zeitpunkt der Förderverlängerung. Die Vergütungserhöhungen über Technologiebonus, KWK-Bonus und Emissionsschutzbonus finden dabei keine Berücksichtigung. Die tatsächliche Vergütungshöhe wird jeweils zeitnah zum Zeitpunkt der Förderverlängerung über einen Monitoringmechanismus entsprechend den EU-Leitlinien festgelegt.

Falls bei Biomasse die Fortführung von Bestandsanlagen ohne Ausschreibung nicht umgesetzt wird, fordert Baden-Württemberg, eine Ausschreibung auf Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW zu beschränken. Kleinere Anlagen sollten auf Basis der oben definierten Ertüchtigungsmaßnahmen fortgeführt werden können. Anlagen, die die dort genannten Anforderungen nicht erfüllen können, können alternativ an der Ausschreibung teilnehmen. Als Voraussetzung für den Einbezug der Bestandsanlagen in die

Ausschreibung muss der Ausbaupfad von 100 MW (brutto) deutlich erweitert werden.

Unabhängig von der Art der Fortführung der Förderung von Bestandsanlagen müssen die §§ 39, 39a so formuliert werden, dass auch Anlagen, die Strom aus Biomasse im Sinn früherer Versionen der Biomasseverordnung erzeugen, ebenfalls eine Anschlussperspektive über die zwanzigjährige Förderdauer hinaus erhalten. Durch die Formulierung in § 39 „für Strom aus Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung“ wären Anlagen, die z.B. Altholz oder Schwarzlauge einsetzen, ausgeschlossen.

Der EEG-Entwurf enthält außerdem eine Regelungslücke im Hinblick auf die Vergütung für Bestandsanlagen, die die noch zu definierende De-minimis-Grenze für Ausschreibungen unterschreiten. Während hier für Neuanlagen auf § 42 verwiesen wird, fehlt eine entsprechende Regelung für Bestandsanlagen vollständig. Des Weiteren ist es mit Blick auf Neuanlagen nicht sachgerecht, wenn für diese nach § 42 deutlich schlechtere Vergütungssätze gelten als der Höchstwert bei Ausschreibungen nach § 39b. Die gesetzlichen Vergütungssätze müssen sich daher an den Ergebnissen der Ausschreibung orientieren.

## **7. Besondere Ausgleichsregelung**

Das Land Baden-Württemberg begrüßt ausdrücklich auch im Einvernehmen mit im Land ansässigen und von dieser Thematik betroffenen Industrieunternehmen die Zusicherung des BMWi, in die Besondere Ausgleichsregelung eine Bestimmung aufzunehmen, die verhindert, dass gerade Unternehmen, die wichtige Energieeffizienzmaßnahmen ergreifen, unter die Schwellenwerte der Besonderen Ausgleichsregelung fallen und damit ihre Begünstigung zu Lasten ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Eine solche Vorschrift muss zwingend noch in den Gesetzesentwurf aufgenommen werden.

Mit freundlichen Grüßen

gez. Dr. Frank Güntert

Referatsleiter 64 - Erneuerbare Energien