



Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts (Drucksache 18/1304) und zum Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung (Drucksache 18/1449)

Der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) vertritt über 3.100 produzierende Unternehmen der Investitionsgüterindustrie. VDMA Power Systems vertritt die Hersteller von Motorenanlagen, thermischen Turbinen und Kraftwerken, Wasserkraftanlagen sowie Windenergieanlagen. Für diese Hersteller sind verlässliche, also planbare und kalkulierbare politische Rahmenbedingungen am Heimatmarkt elementar. Eine stabile Marktentwicklung in Deutschland ist neben Technologieführerschaft Grundlage für die starke Position der deutschen Industrie am Weltmarkt. Geschlossene Wertschöpfungsketten sind ein weiterer wichtiger Erfolgsfaktor. Die Stromkosten für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie müssen zudem wettbewerbsfähig sein.

EEG 2.0 mit Strommarktdesign 2.0 verzahnen

Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende haben wir im Herbst 2013 Bausteine für ein EEG 2.0 und ein Strommarktdesign 2.0 vorgelegt. Darin haben wir uns für eine grundlegende Reform des EEG und neue Strommarktprodukte ausgesprochen. Wichtige Weichenstellungen im EEG-Regierungsentwurf, wie verlässliche Ausbaukorridore oder der beschleunigte Übergang zur Direktvermarktung stimmen mit unseren Vorschlägen überein. Sie müssen aber praxistauglich ausgestaltet sein. Angesichts der engen Verknüpfung des EEG mit einem Strommarktdesign 2.0 hätten wir uns gewünscht, dass auch die Themen der gesicherten Kraftwerksleistung, des Ausbaus von Speichern, der regionalen Verteilung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie die Schaffung von neuen Strommarktprodukten zur Bepreisung von Flexibilitäten gemeinsam mit der EEG-Novelle aufgegriffen werden. Dies muss nun unmittelbar im Anschluss an die EEG-Novelle erfolgen.

EEG-Reform darf politisches Vertrauen nicht verspielen

Wir begrüßen das klare Bekenntnis zum Bestandsschutz für existierende Anlagen im Gesetzentwurf. Allerdings ist die Übergangszeit der schon am 01. August dieses Jahres in Kraft tretenden Reform des EEG für in Planung und Realisierung befindliche Projekte völlig unzureichend. Viele Projekte können nicht realisiert werden und der Vertrauensschutz wird schwer beschädigt. Wir fordern daher eine Übergangszeit bis zum 01. Januar 2015. Ferner ist die vorgeschlagene EEG-Umlage auf Eigenstromerzeugung nicht verursachergerecht, sie sollte deshalb entfallen. Stattdessen sollte eine stärker leistungsorientierte Beteiligung an den Netzkosten und an den für die Versorgungssicherheit erforderlichen Kosten für die gesicherte Kapazitätsbereitstellung im Rahmen der angekündigten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geprüft werden. Sollte es bei einer „Mindestumlage“ für Eigenerzeugungsanlagen bleiben, muss diese mit dem Ziel der Bundesregierung, die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zu wahren, vereinbar sein.

I. Technologieübergreifende Änderungen

1. Übergangsfristen und Vertrauensschutz für Investoren

Der deutsche Maschinen- und Anlagenbau unterstützt eine zügige Reform des EEG sowie das Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütung für neue EEG-Anlagen anzupassen. Dabei müssen aber laufende Projekte den politisch zugesicherten Bestandsschutz erhalten. Im Vertrauen auf den im Koalitionsvertrag gewährten Vertrauensschutz „für in Realisierung befindliche Investitionen“ wurden diese nach der Bundestagswahl weiter verfolgt. Viele Projekte können allerdings nicht rechtzeitig bis zum geplanten Zeitpunkt des Inkrafttretens, also dem 01. August 2014 realisiert werden. Projekte, die vor dem 23. Januar 2014 eine Genehmigung hatten, können zwar noch bis Ende 2014 auf der Basis des derzeitigen EEG in Betrieb genommen werden, dies ist aber nicht ausreichend. So hatten z.B. 30 bis 40 Prozent der für das Jahr 2014 geplanten Windenergieprojekte an Land zum Stichtag noch keine vollständige baurechtliche und immissionsschutzrechtliche Genehmigung. Viele dieser Projekte können daher auch nicht bis zum 31. Juli 2014 realisiert werden. Angesichts z.T. jahrelanger Planungsprozesse für Bioenergie-, Wasserkraft- und Windenergieanlagen sowie bei innovativen Konzepten zur Stromversorgung von Kreuzfahrtschiffen ist eine Übergangszeit bis Ende 2014, wie dies auch mehrheitlich vom Wirtschaftsausschuss des Bundesrates empfohlen wird, unabhängig von bestehenden Genehmigungen notwendig. Sofern die allgemeine Befristung des Vertrauensschutzes auf den 01. August 2014 unabdingbar ist, muss der Stichtag 23. Januar 2014 für Ausnahmen auf die Abgabe der vollständigen Antragsunterlagen abgestellt werden.

- **Die Übergangsbestimmungen der EEG-Novelle sind unabhängig vom Genehmigungsstand auf den 01. Januar 2015 festzulegen. § 96 Absatz 3 ist wie folgt anzupassen:**
"(3) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden, ist Absatz 1 anzuwenden."
- **Alternativ ist der Stichtag auf die Abgabe der vollständigen Antragsunterlagen vor dem 23. Januar 2014 abzustellen.**

2. Ausschreibungen als neues Förderinstrument im Kontext der EU-Beihilfeleitlinien

Wir begrüßen, dass durch die europarechtskonforme Ausgestaltung der Reform des EEG die Unsicherheit beseitigt wird, die bei einem weiteren Streit zwischen der Bundesregierung und der EU-Kommission das Investitionsvertrauen belastet hätte. Sowohl die Belange der Hersteller von Stromerzeugungsanlagen als auch die Interessen der energieintensiven Zulieferindustrien werden im erzielten Kompromiss angemessen berücksichtigt.

Die neuen Regelungen, wie die geplante Einführung eines Ausschreibungssystems zur Ermittlung der Förderhöhe für erneuerbaren Energien, müssen allerdings im Hinblick auf die sich hieraus ergebenden Chancen, aber auch die Risiken eingehend geprüft und im Hinblick auf die geplante Einführung im Jahr 2017 bewertet werden. Bereits heute eine Vorfestlegung zur Einführung ab 2017 zu treffen, ohne die Erfahrungen der Pilotprojekte zu kennen, ist aus unserer Sicht verfrüht. Zudem sind PV-Pilotprojekte für die Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns etwa für Windenergie ungeeignet. Die Erfahrungen können nicht ohne Berücksichtigung der technologiespezifischen Möglichkeiten, wie bspw. des Umsetzungszeitraums auf alle anderen Technologien übertragen werden. Auch hinsichtlich Effektivität und die Akteursvielfalt sind die Erfahrungen in anderen Ländern nicht nur positiv. Die mögliche Einführung eines Ausschreibungsmodells kann erst dann erfolgen, wenn ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Versorgungssicherheit erhält, Innovationen ermöglicht, die Akteursvielfalt bewahrt und das

Erreichen der Erneuerbaren Energien Ausbauziele gewährleistet. Bundestag und Bundesrat sind bei der Festlegung der Ausschreibungsmodelle einzubeziehen.

In den überarbeiteten Leitlinien wird den Mitgliedsstaaten der EU ein großer Ermessensspielraum gegeben und explizit Möglichkeiten für Ausnahmen eingeräumt, die der Entwurf eines Gesetzes zur Reform des EEG aus Sicht von VDMA Power Systems nicht ausschöpft. Wenn Deutschland beispielsweise ab 2017 nachweisen könnte, dass durch Ausschreibungen nur eine sehr geringe Zahl von Projekten realisiert oder es zu „under- bzw. strategic bidding“ kommen würde, könnte Deutschland Ausnahmen geltend machen (EEAG Rz. 127). Zu dieser Erkenntnis könnten ggf. Pilotprojekte zu den unterschiedlichen Technologien führen.

Bei der Einführung von Ausschreibungen im Rahmen der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See ist außerdem zu berücksichtigen, dass die meisten der zur Verfügung stehenden Flächen bereits durch erteilte Baugenehmigungen belegt sind. Hier ist fraglich, wie eine diskriminierungsfreie Ausschreibung erfolgen soll. Ähnliches gilt für die Windenergie an Land, bei der sich viele Flächen in Eigentumsverhältnissen befinden, die Ausschreibungen nur schwer ermöglichen.

- **Basierend auf den Erfahrungen mit der verpflichtenden Direktvermarktung und den PV-Freiflächen-Pilotprojekten sind Ausschreibungsmodelle für andere Technologien kritisch zu prüfen.**
- **Die mögliche Einführung eines Ausschreibungsmodells für andere Technologien kann erst erfolgen, wenn für die auszuschreibenden Technologien jeweils ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz steigert, die Versorgungssicherheit erhält, Innovationen ermöglicht, die Akteursvielfalt bewahrt und das Erreichen der Erneuerbare Energien Ausbauziele gewährleistet.**
- **Der Parlamentsvorbehalt zur Ausschreibung ist in §92 zu ergänzen.**
Änderungsvorschlag: zu § 92 Gemeinsame Bestimmungen
„(1) Die Rechtsverordnungen auf Grund der §§ 85, 86, 88 und 89 bedürfen der Zustimmung des Bundestages.“
- **Der Spielraum der Beihilfeleitlinien der EU-Kommission ist auszuschöpfen. § 2 Absatz 5 ist um eine ergebnisoffene Festlegung über den Zeitpunkt der Einführung von technologiespezifischen Ausschreibungen zu ergänzen:**
"(5) Aufbauend auf den Erfahrungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung von PV-Freiflächenanlagen sowie Pilotprojekten mit weiteren Technologien soll vor dem Jahr 2018 entschieden werden, inwieweit eine zukünftige Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas durch Ausschreibung nach Maßgabe von Satz 2 und 3 sachgerecht ist. Nur bei überwiegend positiven Erfahrungen ist angestrebt, ab dem Jahr 2018 die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus anderen erneuerbaren Energien und Grubengas unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Pilotausschreibungen durch Ausschreibung zu ermitteln.“

3. Eigenstromerzeugung

Hocheffiziente Eigenstromerzeugungsanlagen, die häufig in KWK betrieben werden, leisten einen wichtigen Beitrag zum effizienten und klimafreundlichen Umbau der Stromversorgung. Neben der Erzeugung von Strom und Prozesswärme im Bereich der energieintensiven Industrien werden KWK-Anlagen im Bereich der industriellen und gewerblichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie in öffentlichen Liegenschaften und in den letzten Jahren auch erfolgreich im Gebäude-Wärmebereich eingesetzt. Neben Primärenergieeinsparungen und CO₂-Minderung leisten sie durch ihre überwiegend dezentrale Netzanbindung einen wichti-

gen Beitrag zu Entlastung und Stabilisierung der Netze. Die Bundesregierung und die EU-Kommission bemühen sich seit Langem, den Anteil der KWK auszubauen. Das KWK-Gesetz gibt bis 2020 einen KWK-Anteil an der Stromversorgung von 25 Prozent vor. Trotz dieses Ziels hat sich der Anteil in den letzten Jahren kaum verändert. Die vorgeschlagene Belastung insbesondere im nicht-industriellen Bereich erschwert zukünftig einen wirtschaftlichen Betrieb von neuen KWK-Anlagen und steht deshalb im klaren Widerspruch zu anderen energiepolitischen Zielen.

Generell lehnt der VDMA eine EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom als nicht verursachungsgerecht ab. Stattdessen sollte eine stärker leistungsorientierte Beteiligung an den Netzkosten und an den für die Versorgungssicherheit erforderlichen Kosten für die gesicherte Kapazitätsbereitstellung im Rahmen der angekündigten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geprüft werden.

Wenn unter dem Aspekt der Solidarisierung eine Einbeziehung gefordert wird, ist unter dem Aspekt der Gleichbehandlung nur eine Belastung gewerblicher Anlagen analog der industriellen Anlagen mit 15 Prozent vertretbar. Der vorliegende Vorschlag einer „Mindestumlage“ bei KWK-Anlagen von 50 Prozent für gewerbliche Anlagen verfehlt das Ziel der Bundesregierung, die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zu wahren, drastisch und würde den politisch auch in diesem Segment gewünschten Zubau ausbremsen.

Damit die Differenz von mehr als 3 Cent/kWh zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen nicht dazu führt, dass der Bau von Neuanlagen unterbleibt und damit wichtige Potenziale zur Effizienzsteigerung durch den Ersatz von Alt- durch Neuanlagen blockiert werden, muss eine Modernisierung von auch vor 2011 gebauten Anlagen möglich sein. Die Regelung in § 58 Absatz 1 Nr. 1 muss entsprechend konkretisiert werden. Dies gilt auch für bestehende Versorgungsverbände, die aus energetischen Gründen geschaffen wurden.

Die Kilowattstunden-Bagatellgrenze (zehn kW elektrischer Leistung) und der zusätzliche Megawattstunden-Deckel (zehn MWh elektrischer Arbeit) sind einseitig auf die Jahresvolllaststunden von Photovoltaik-Anlagen (PV) ausgerichtet. Mit 10 kW bei in Deutschland maximal erreichbaren 1.000 Volllaststunden werden PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern freigestellt. Für andere Stromerzeugungsanlagen sind die Werte viel zu gering. Selbst Mikro-KWK-Anlagen wären durch den 10-MWh-Deckel betroffen. Hocheffiziente Stromerzeugungsanlagen mit erheblichem systemtechnischen Nutzen würden durch die Regelung diskriminiert. Insbesondere der zusätzliche bürokratische Aufwand für die Erfassung von Nicht-EE-Anlagen im Anlagenregister steht im Widerspruch zur Novelle des KWK-Gesetzes, in dem die Bürokratiekosten reduziert worden sind, und zur gezielten Förderung der Mikro-KWK durch ein eigenes Fördergesetz. Der zusätzliche MWh-Deckel ist zu streichen und die Leistungsgrenze für Nicht-PV-Anlagen auf 50 kW anzuheben. Zudem ist die eine Messung in 15-Minuten-Intervall, wie dies in Absatz 8 vorgeschrieben wird, für kleine Eigenerzeugungsanlagen nicht verhältnismäßig und sollte deshalb entfallen.

- **Die Belastung der Eigenerzeugung mit EEG-Umlage ist nicht verursachungsgerecht. Eine stärker leistungsorientierte Beteiligung an den Netzkosten und den Kosten der Leistungsbereitstellung ist zu prüfen.**
- **Unter dem Solidarisierungsaspekt kann eine Beteiligung an den EEG-Kosten allenfalls in begrenztem Umfang erfolgen. Wenn es bei einer Belastung von Neuanlagen im industriellen und gewerblichen Bereich sowie im Bereich der öffentlichen Hand bleibt, sollte die analog zu industriellen Anlagen mit 15 Prozent belastet werden.**
- **Auch bei vor 2011 errichtete Altanlagen muss eine Modernisierung möglich in § 58 ist entsprechend zu ergänzen:**
In § 58 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 ist nach den Wörtern "genutzt hat" die Wörter "; dies gilt auch für die Erneuerung, Erweiterung oder Ersatz der Bestandsanlage, sofern die Vo-

raussetzungen nach Satz 2 Nummer 1 bis 3 vorliegen; Absatz 3 Nummer 3 findet entsprechende Anwendung"

- **Anhebung der Bagtallgrenze auf 50 kW für KWK-Anlagen und Wegfall des MWh-Deckel, um bürokratischen Aufwand und Ausweitung des Anlagenregisters zu vermeiden.**

In § 58 Absatz 5 ist in Satz 1 „10 Kilowatt“ durch „10 Kilowatt bei PV-Anlagen und 50 Kilowatt für alle anderen Technologien“ zu ersetzen. Satz 2 „Bei diesen Stromerzeugungsanlagen entfällt der Anspruch nach Absatz 1 für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Strom im Jahr; dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres.“ zu streichen. Weiterhin ist zu ergänzen. „Absatz 8 entfällt.“

4. Besondere Ausgleichsregelung

Wir begrüßen die europarechtskonforme Ausgestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung, die Rechtssicherheit für die energieintensive Industrie in Deutschland schafft. Die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie darf nicht aufgrund hoher Strompreise den Standort Deutschland in Frage stellen. Obwohl der Maschinen- und Anlagenbau selbst nicht energieintensiv ist, so ist er doch auf die qualitativ hochwertigen Wertschöpfungsketten in Deutschland angewiesen, ohne die auch die Wettbewerbsfähigkeit des Maschinen- und Anlagenbaus stark leiden würde.

Ausschlaggebend für die Inanspruchnahme der Privilegierung muss für den einzelnen Härtefall das Verursacherprinzip (Strombezug) sowie der Grad der Einbindung in den internationalen Wettbewerb sein. Dieser Empfehlung ist die Bundesregierung durch die Entwicklung der zwei Kriterien Stromkostenintensität (Verhältnis von Stromkosten zu Bruttowertschöpfung) und Handelsintensität (Quotient aus EU-Außenhandel zu EU-Angebot einer Branche) im Grundsatz nachgekommen. Der VDMA begrüßt auch die verschiedenen Übergangs- und Härtefallregelungen sowie die einmalige Verlängerung der Antragsfrist im Jahr 2014, die Planungssicherheit für die energieintensive Industrie schafft.

Diskriminierungen für neue gegründete Unternehmen müssen aufgehoben werden. Aufgrund der Antragsregelung in § 61 Absatz 3 können neu gegründete, energieintensive Unternehmen erst in ihrem dritten Geschäftsjahr einen Antrag in der Besonderen Ausgleichsregelung stellen. Selbst wenn das erste Geschäftsjahr gemäß § 61 Absatz 4 ein Rumpfgeschäftsjahr ist, so muss das Unternehmen mehr als 12 Monate die volle EEG-Umlage zahlen. Dies stellt eine Wettbewerbsverzerrung für neue gegründete Unternehmen dar und verhindert Investitionen in den Standort Deutschland.

Der VDMA unterstützt die Bundesregierung in ihrem Bestreben, die Energieeffizienz in der Industrie noch weiter zu steigern. Letztlich kann die Energiewende nur dann zum Erfolg werden, wenn wir nicht allein bei der Stromerzeugung, sondern auch bei der Energieeffizienz entscheidende Schritte vorankommen. Wir begrüßen, dass die Umsetzung eines vollwertigen Energie- und Umweltmanagements künftig eine Anforderung für alle Unternehmen ist, die einen Antrag in der Besonderen Ausgleichsregelung stellen. Weitere Anforderungen an die Energieeffizienz - und der damit einhergehende Aufwand - müssen sorgfältig geprüft werden. Denkbar ist, dass die Unternehmen im Rahmen der Dokumentation aus den Energiemanagementsysteme ihre betriebswirtschaftlich sinnvollen Fortschritte bei der Energieeffizienz darlegen. Die unternehmerische Freiheit bei der Umsetzung von Energieeffizienzpotenzialen muss allerdings bewahrt bleiben.

- **Sorgfältige Prüfung einer Kopplung der Privilegierung an maßvolle Steigerungen bei der Energieeffizienz. Bewahrung der unternehmerischen Freiheit beim Ausschöpfen der Energieeffizienzpotenziale.**

II. Technologiespezifische Änderungen

Biomasse

1. Flexibilitätspotentiale erschließen

Bei Biomasse schießen angesichts des bereits unter den derzeitigen EEG-Regelungen massiv zurückgegangenen Zubaus die vorgeschlagenen Maßnahmen weit über das Ziel hinaus. Anreize für die im Koalitionsvertrag geforderte Flexibilisierung der Anlagen reichen nicht aus und sind zudem gedeckelt. Die Potenziale der Biomasse zur Systemintegration der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom bleiben so ungenutzt.

- **Flexibilitätspotenziale von Biogas-Bestandsanlagen müssen erschlossen werden, die Deckelung des Zubaus flexibler Leistung auf 1.350 MW in § 52 ist deshalb zu streichen.**

2. Rechtssicherheit für Ersatzinvestitionen

Der Bestandsschutz muss auch für Biomasseanlagen uneingeschränkt Gültigkeit haben. Die Wirtschaftlichkeit der Erweiterungen von Bestandsanlagen wird durch die enge Begrenzung der Höchstbemessungsleistung die Basis entzogen. Angesichts der umfangreichen Genehmigungsverfahren und der oft langwierigen Verhandlungen zur Biomassebeschaffung und zum Wärmeverkauf beträgt der Projektvorlauf bis zu zwei Jahre, dadurch sind viele laufende Projekte akut in ihrer wirtschaftlichen Existenz bedroht.

- **Für laufende Erweiterungsinvestitionen muss daher Rechtssicherheit bestehen, die Begrenzung der Höchstbemessungsleistung in § 97 Abs. 1 Satz 3 ist wie folgt zu ändern:**

"Für Anlagen, die vor dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden und deren installierte Leistung nach dem 1. Januar 2012 erhöht wurde oder die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind, gilt, dass die Höchstbemessungsleistung im Sinne von Satz 1 die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme oder der um 5 Prozent verringerte Wert der vor dem 1. August 2014 installierten elektrischen Leistung ist."

3. Einsatz von Biomethan in Bestands-KWK-Anlagen weiter zulassen

Im Sinne des Bestandsschutzes muss auch die Nutzung von Biomethan in Bestands-KWK-Anlagen weiter wirtschaftlich möglich sein. Ohne diesen Vertriebsweg würde der Absatzmarkt für Biomethan stark schrumpfen und bestehende Biomethan-Einspeiseanlagen nicht länger betrieben werden können. Um die besseren Wärmenutzungsmöglichkeiten von an Erdgasnetze angeschlossene KWK-Anlagen auch für bisher direkt am Standort verstromende Anlagen zu nutzen, muss aus energetischen Gründen eine Umstellung auch weiterhin wirtschaftlich möglich sein.

- **Für die Inbetriebnahme muss deshalb auch weiterhin das Inbetriebnahmejahr der Biomethananlage und nicht der KWK-Anlage relevant sein. § 96 Abs. 2 ist entsprechend anzupassen.**

Wasserkraft

1. Modernisierung ermöglichen

Die wirtschaftliche Lage von Wasserkraftanlagen hat sich weiter verschlechtert. Weiter wachsende Umweltauflagen in Verbindung mit gesunkenen Stromerlösen bedrohen auch Bestandsanlagen. Modernisierungsinvestitionen unterbleiben. Dadurch besteht bereits lange vor dem eigentlichen Konzessionsauslauf die Gefahr des sukzessiven Verlusts der heutigen Erzeugung. D.h. bereits in wenigen Jahren wird beim weiteren Verzicht auf Modernisierungsmaßnahmen die Erzeugung deutlich zurückgehen. Wir rechnen bis zum Jahr 2030 wegen Konzessionsauslauf sowie Verschlechterung von Anlageneffizienz und Verfügbarkeit mit einem Rückgang der Stromerzeugung aus Wasserkraft um bis zu 8 TWh. 80 Prozent der Anlagen sind älter als 50 Jahre. Wenn dieser Rückgang gestoppt werden soll, sind jetzt Maßnahmen zu ergreifen.

Die derzeitigen Vergütungssätze ermöglichen auch nach Berechnungen im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes bei Anlagen bis 2 MW keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Auch bei größeren Anlagen sind die Kosten für ökologische Begleitmaßnahmen nicht durch die Vergütungssätze refinanzierbar. Gerade aber im Bereich der größeren Anlagen sind noch erhebliche Modernisierungspotenziale vorhanden. Ohne eine Berücksichtigung aller Kosten einschließlich ökologischer Begleitmaßnahmen wird kein Betreiber investieren. Wenn also diese Potenziale gehoben werden sollen, ist eine Förderung des gesamten erzeugten Stroms, nicht nur des dem Zubau zuzurechnenden Stroms erforderlich, da auch die ökologischen Begleitmaßnahmen der Gesamtanlage zuzurechnen sind. Durch die Vorgabe einer Effizienzsteigerung von mindestens 5 Prozent wird ein Anreiz geschaffen, die technisch vorhandenen Potenziale zu erschließen.

- **Bei Modernisierungen ist der gesamte erzeugte Strom einzubeziehen, auch bei Anlagen über 5 MW, unter Zugrundelegung einer Mindesteffizienzsteigerung von mindestens 5 Prozent, § 38 Abs. 3 ist entsprechend zu ändern:**

„(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht ein Anspruch auf finanzielle Förderung nur für den Strom, der dem ertüchtigten Teil der Anlage zuzurechnen ist, wobei als Bemessungsleistung derjenige Leistungsanteil zugrunde zulegen ist, der dem ertüchtigten Teil der Anlage zuzurechnen ist.“

2. Einbeziehung von Ertüchtigungen ohne Auswirkung auf die Gewässerökologie

Auch Ertüchtigungsmaßnahmen für die keine wasserrechtliche Zulassung erforderlich ist, müssen förderfähig sein, um z.B. Leistungserhöhungen zu ermöglichen, die keinen Einfluss auf die Wasserstands- und Abflussverhältnisse haben. Die Zulassung kann durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde erbracht werden.

- **Um auch Ertüchtigungen ohne Auswirkung auf die Gewässerökologie einzubeziehen, ist § 38 Abs. 2 Satz 1 wie folgt zu ändern:**

nach den Wörtern "erhöht wurde" ist folgender Halbsatz einzufügen:

"; falls keine Zulassung erforderlich war, gilt dies entsprechend, wenn die Ertüchtigungsmaßnahme bei der zuständigen Wasserbehörde angezeigt und von dieser bescheinigt wurde, dass die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach §§ 33 bis 35 des Wasserhaushaltsgesetzes entspricht."

Windenergie an Land

1. Kosteneffizienter Ausbau der Windenergie an Land

VDMA Power Systems begrüßt den im Regierungsentwurf angepassten Verlauf des Referenzertragsmodells. Er ermöglicht den volkswirtschaftlich kosteneffizienten Ausbau von Windenergieanlagen an mittleren bis guten Standorten. Die im Regierungsentwurf vorgeschlagene gegenüber dem Referentenentwurf nur noch moderate Reduktion der Verlängerung der Vergütungsdauer an Standorten mit einem Referenzertrag zwischen 80 und 100 Prozent führt zu einem im Vergleich zum Referentenentwurf moderateren Abfallen der durchschnittlichen Vergütungen an diesen Standorten. Dies verkürzt die Dauer der Anfangsvergütung allerdings immer noch deutlich und erschwert die Finanzierung. Der zusätzliche „Knick“ bei Standorten mit einem Referenzwert von 100 Prozent erhöht die Komplexität des Vergütungsmodells, führt auch bei dem deutlich moderateren Vorschlag des Regierungsentwurfs zu Fehlanreizen und begünstigt den Einsatz systemisch suboptimaler Anlagentechnologien. Wir schlagen daher vor, auf den zusätzlichen Knick gänzlich zu verzichten und die Verlängerung des Anfangswertes der Vergütung auf Basis der Parameter der Eckpunkte zur Reform des EEG umzusetzen.

- **Die Frist des Anfangswertes der Vergütung ist linear um einen Monat je 0,28 Prozent des Referenzwertes zu verlängern, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet**

2. Ausfallsvermarktung:

Die vorgesehene „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ ist als risikomindernde Maßnahme grundsätzlich positiv zu sehen. Die für dieses Modell vorgesehene Ausfallvergütung von 80 Prozent ist jedoch zu niedrig bemessen und würde dadurch zu erheblichen Risikoabschlägen in den Cash-flow Modellen der Finanzierer führen. Sie ist insbesondere zu niedrig, um kleinere Anlagenbetreiber vor wirtschaftlich kaum tragbaren Vermarktungsbedingungen zu schützen.

- **Wir schlagen daher vor, die Ausfallvergütung auf 90 Prozent festzulegen. Dies würde verhindern, dass Betreiber die Rückfallposition gegenüber dem Normalfall präferieren und andererseits das Finanzierungsrisiko deutlich reduzieren.**

Formulierungsvorschlag §22 Abs. 2:

„Die Höhe des Anspruchs nach § 16 in Verbindung mit Absatz 1 bestimmt sich nach den §§ 23 bis 32 und 33 in Verbindung mit §§ 17 bis 20e, wobei sich die dort geregelten anzulegenden Werte um 20 10 Prozent verringern. Redaktionell: § 22d Abs. 1 S. 2 des Entwurfs beschreibt den Sinn und Zweck der Regelung. Dieser Satz kann ersatzlos gestrichen werden, da er in die Gesetzesbegründung gehört.“

3. Parameter im Referenzertragsmodell der Realität anpassen

In der Studie „Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell“ hat Agora Energiewende in enger Abstimmung mit betroffenen Unternehmen und Institutionen Probleme des bestehenden Modells diskutiert und Lösungsvorschläge erarbeitet. Der im EEG formulierte Referenzstandort wurde im Jahr 2000 festgelegt. Eine Anpassung der technischen Parameter an den heutigen Durchschnitt des Zubaus von Windenergieanlagen an Land ist dringend geboten. Durch die Anpassung der Höhe des Referenzstandortes von aktuell 30 Meter auf 120 Meter wird die durch die heute meist sehr große Differenz zwischen real gebauten Windenergieanlagen und der Höhe des Referenzstandortes bedingte Unschärfe der Standortbestimmung reduziert. Ein ähnlicher Effekt tritt durch die Differenz der Windgeschwindigkeiten zwischen den aktuell erschlossenen Standorten und dem Referenzstandort auf. Im Status quo werden an einem durchschnittlichen Standort Windenergieanla-

gen mit einem verhältnismäßig kleinen Generator bei großem Rotordurchmesser, die besonders stetig einspeisen, benachteiligt. Durch die Anpassung der Windgeschwindigkeit des Referenzstandortes auf einen heute im Durchschnitt zugebauten Standort werden Unterschiede in der Standortbewertung bei verschiedenen Anlagenauslegungen minimiert und kontinuierlicher einspeisenden Windenergieanlagen weniger benachteiligt.

➤ **Anpassung der Höhe und Windgeschwindigkeit des Referenzstandortes: 120 m und 6,84 m/s.**

Anlage 2 Referenzertrag (zu § 47 EEG) ist in Punkt 4. Folgendermaßen zu ändern:
„Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 6,84 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 120 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.“

4. Abregelung

Die angekündigte aber im Referentenentwurf zum EEG noch nicht ausgeführte pauschale entschädigungsfreie Abregelung könnte faktisch als Reduktion der Vergütung um zusätzliche bis zu 5 Prozent wirken. Im Koalitionsvertrag wurde vereinbart, dass Spitzenlast künftig bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als 5 Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden könnte, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden. Dies verunsichert Hersteller und Betreiber von WEA und erschwert die Finanzierung sehr stark. Um Finanzierungsrisiken zu minimieren, muss hier schnellstmöglich eine Klarstellung erfolgen. Da Windparkprojektierer nicht angeben können, ob die vollen 5 Prozent der Jahresenergie abgeregelt werden, ist davon auszugehen, dass bei der Finanzierung von den Kreditinstituten von vornherein nur 95 Prozent des Jahresenergieertrags zugrunde gelegt werden. Dies würde zu einem Anstieg der Kosten bei der Projektfinanzierung und zu Planungs- und Investitionsunsicherheit führen.

- **Ob und in welchen Fällen es eine entschädigungsfreie Abregelung geben wird, muss zur Schaffung von Rechtssicherheit schnellstmöglich geklärt werden.**
- **Die Kriterien für eine entschädigungsfreie Abregelung sind parallel zum parlamentarischen Verfahren der EEG-Novelle zu entwickeln, bei Bemessung der Vergütung zu berücksichtigen und im Rahmen einer Anpassung des EnWG umzusetzen.**
- **Energetische Nutzung muss Vorrang vor Abregelung haben. Vor Einführung einer entschädigungsfreien Abregelung sind sämtliche Hürden abzubauen, die einer Nutzung von Stromspitzen, die sonst abgeregelt werden würden, entgegenstehen.**

5. Länderöffnungsklausel für Windenergieanlagen an Land

VDMA Power Systems hat eine gemeinsame Stellungnahme mit dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und dem Bundesverband Windenergie (BWE) zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und zulässigen Nutzungen eingereicht. Der Vorschlag des Bundeskabinetts vom 8. April 2014, eine Länderöffnungsklausel in das Baugesetzbuch (BauGB) einzufügen, die es Ländern ermöglicht, eigene Regeln über Mindestabstände von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung festzulegen, ist mit Blick auf die Ausbauziele kontraproduktiv und würde das Erreichen des Ausbaukorridors im EEG gefährden. Pauschale Mindestabstände würden dem nationalen Ausbaukorridor zuwider laufen und zur Verfügung stehende Räume unnötig einengen. Damit droht letztlich auch eine Erhöhung der Kosten der Energiewende. Durch die Länderöffnungsklausel würden ohne überzeugende Begründung Risiken heterogener und wechselnder föderaler Rahmenbedingungen für bundesweit einheitliche Technologien geschaffen. Gleichzeitig würde die Akzeptanz in der Bevölkerung kaum gestärkt, sondern auf lange Sicht eher beschädigt. Mangelnde oder

geringe Akzeptanz im Einzelfall können sehr verschiedene Faktoren, die von pauschalen Mindestabständen allenfalls teilweise und nur grob adressiert werden, ursächlich sein. Akzeptanzprobleme bei Windenergieanlagen können ebenso wenig pauschal beseitigt werden, wie dies bei anderen Bauprojekten der Fall ist. Mit der Länderöffnungsklausel würde ein Teilaspekt der Akzeptanz von Windenergieanlagen deutlich überbetont. Die Regelung ist damit kontraproduktiv.

- **Der Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Wohnnutzungen ist abzulehnen.**

Windenergie auf See:

VDMA Power Systems begrüßt, dass der Kabinettsbeschluss vom 8. April 2014 grundlegende Anregungen der Offshore Windindustrie aufgegriffen hat. Hierzu zählen die Erhöhung der zuweisbaren Anbindungskapazitäten und die Vorschläge zur Degression im sogenannten Stauchungsmodell. Dennoch sind die vorgeschlagenen Regelungen insbesondere mit Blick auf die Deckelung der zuweisbaren Kapazitäten und die Degression nach wie vor mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Die Umsetzung der folgenden Änderungsvorschläge ermöglicht einen kontinuierlichen und kosteneffizienten Ausbau der Offshore-Windenergie:

1. Vergütung / Degression

Der Vorschlag einer einmaligen Degression im Stauchungsmodell würde zu einer großen Stufe bei der Absenkung der Vergütung führen. Darüber hinaus würden die in §26 Nr.4 lit.a EEG-E vorgeschlagenen Degressionsstufen dem Ziel zuwiderlaufen, die Wirtschaftlichkeit des Basismodells zu erhalten. Für alle Projekte, deren Inbetriebnahme in die Zeit nach dem Auslaufen des Stauchungsmodells fällt, würde das somit einen Bruch bedeuten, der mit Kostensenkungspotenzialen nicht hinreichend zu begründen ist.

1.1 Glättung der Degression im Stauchungsmodell

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht eine Absenkung der Vergütung im Stauchungsmodell zum 1. Januar 2018 um 1 Cent / Kilowattstunde (kWh) vor. Diese Herangehensweise widerspricht dem Ergebnis der Gespräche der Koalitionsparteien mit der Offshore-Windenergie Branche vom November 2013. Dort wurde zugesagt, das Stauchungsmodell in seiner derzeitigen Fassung – also ohne Degression – für zusätzliche zwei Jahre beizubehalten. Auf Basis dieser Zusage wurden die Arbeiten an OWP-Projekten wieder aufgenommen bzw. beschleunigt. Darüber hinaus handelt es sich bei der Verlängerung des Stauchungsmodells aufgrund teils mehrjähriger Verspätungen der Netzanschlüsse und politischer Unsicherheiten tatsächlich um eine Anpassung an nicht von der Offshore Windindustrie zu verantwortende Verzögerungen, die im Vergleich zum Ursprungsszenario keine Mehrkosten verursachen. Um den nun vorgeschlagenen Bruch zu glätten und eine lineare Verstetigung der Degression zu erreichen, schlagen wir eine Absenkung der Vergütung um jeweils 0,5 ct / kWh zum 1. Januar 2018 und 1. Januar 2019 vor.

1.2 Erhalt der Wirtschaftlichkeit des Basismodells

Die im Basismodell vorgesehene Degression von 0,5 ct / kWh ab 1. Januar 2018 und 1 ct / kWh ab 1. Januar 2020 würde dazu führen, dass Projekte, die heute im Basismodell geplant werden oder ab dem Jahr 2020 ans Netz gehen sollen, nicht mehr wirtschaftlich zu realisieren sind. Schon jetzt ist die Basisvergütung weniger auskömmlich als die Vergütung des

Stauchungsmodells. Das Ziel, die Wirtschaftlichkeit des Basismodells zu erhalten, um damit die Anfangsbelastung der EEG-Umlage geringer zu halten, würde damit verfehlt. Deshalb plädieren wir dafür, eine Degression im Basismodell erst für die Zeit nach dem Auslaufen des Stauchungsmodells festzuschreiben. Hierdurch würde die Degression aus dem Stauchungsmodell direkt fortgesetzt und die „Kluft“ zum Basismodell würde leicht geglättet.

2. Ausbaupfad und Kapazitätszuweisung

2.1 Kapazitätszuweisung bis 2020

Der Ausbaupfad von 6,5 GW bis zum Jahr 2020 in §3 Nr. 2 EEG-E und der Deckel von 7,7 GW für die Zuweisung von Anbindungskapazitäten bis zum 31. Dezember 2017 in §118 Abs. 14 EnWG-E werden den notwendigen Rahmenbedingungen für einen kontinuierlichen und kosteneffizienten Ausbau der Offshore-Windenergie nicht hinreichend gerecht. Schon die Festlegung eines unflexiblen Ziels statt eines Korridors, und die sich daraus ergebenden Mechanismen zur Durchsetzung desselben, widersprechen einer auch volkswirtschaftlich sinnvollen Ausbauplanung, welche sich aus Planungszeiten, Windpark-Größen und Netzanschlüssen ergeben muss. Der entsprechende Paragraph sollte daher angepasst werden, indem der mengensteuernde Kapazitätszuweisungsdeckel derart flexibilisiert wird, dass die Kapazitäten des bereits von der Bundesnetzagentur bestätigten Startnetzes in Höhe von 8,6 GW bis 2020 von der Bundesnetzagentur zugewiesen werden. Sollten in Folge mehr als 6,5 GW realisiert werden, so wäre dies als inhärentes Risiko einer funktionierenden Zuweisungsmethode unvermeidlich. Ein signifikantes Überschreiten der Zielmarke von 6,5 GW ist allerdings schon deshalb sehr unwahrscheinlich, weil gar nicht so viele realisierungsbereite OWP in der „Warteschleife“ stehen. Wir unterstützen den Vorschlag der Ausschüsse des Bundesrates, in Artikel 6 Nummer 4 den §17d Absatz 3 wie folgt zu ändern:

- a. *In Satz 2 ist die Angabe „31. Dezember 2020“ durch die Angabe „31. Dezember 2019“ zu ersetzen.*
- b. *In Satz 3 ist die Angabe „1. Januar 2021“ durch die Angabe „1. Januar 2020“ zu ersetzen. Darüber hinaus weisen wir darauf hin, dass die in § 17 Abs.4 EnWG-E vorgesehene Versteigerung für den Fall einer das Angebot an Anbindungskapazitäten übersteigenden Nachfrage eine nicht zu kalkulierende Verzögerung fortgeschrittener Windparkprojekte und eine zusätzliche finanzielle Belastung darstellt und dem Ziel der Kostensenkung zuwider läuft.*

2.2 Kapazitätszuweisung bis 2030

Um das im Gesetzentwurf genannte Ausbauziel von 15 GW bis 2030 zu erreichen und die Höhe der Kapazitätsvergabe an die technischen Gegebenheiten anzupassen, muss die jährliche Kapazitätszuweisung ab 2021 bei deutlich über 800 MW liegen. §17d Abs. 3 EnWG-E sieht ab dem Jahr 2021 eine jährliche Steigerung der zuweisbaren Kapazität von 800 MW vor. Damit würde das Ausbauziel von 15 GW bis 2030 verfehlt, denn erforderlich ist hierfür eine Kapazitätssteigerung um 850 MW p.a. Darüber hinaus steht diese Zahl in Widerspruch zu den Rahmenbedingungen im Übrigen:

- Bei Sammelanbindungen in der Nordsee handelt es sich um standardisierte 900 MW Leitungen. Eine zuweisbare Kapazität von jährlich 800 MW steht einer effizienten Nutzung der Netze somit entgegen und verursacht hohe volkswirtschaftliche Kosten, wie sie bislang, unter dem Begriff „stranded investments“, unbedingt vermieden werden sollten.
- Zudem stellt sich die Frage, ob und wie die 250-MW-Anschlussleitungen in der Ostsee bei der Formulierung dieser Regelung bzw. der Berechnung dieser Größe berücksichtigt wurden.

Der VDMA steht mit seinen Mitgliedsunternehmen und seiner Expertise für Rückfragen zur Verfügung.

Frankfurt, den 23.05.2014

Ansprechpartner

Gerd Krieger

Stellv. Geschäftsführer im Fachverband Power Systems

Tel: +49 69 66 03-15 54

E-mail: gerd.krieger@vdma.org