

zum

Referentenentwurf des BMWi „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“ (Stand 14.04.2016)

26. April 2016

Zusammenfassung

Das BMWi hat dem VIK am 14.04.2016 den „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“ übermittelt. Der Entwurf hat die Novellierung des EEG zum Inhalt und befasst sich im Schwerpunkt mit der Umstellung der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien auf Ausschreibungen. VIK nimmt die Gelegenheit zur Stellungnahme gerne wahr und beschränkt aufgrund der kurzen Rückmeldefrist seine Anmerkungen im Wesentlichen auf folgende Aspekte:

- Durch die Schaffung einer Stufenregelung zum Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung für Unternehmen mit einer Stromkostenintensität zwischen 14 % und 17 % könnten Verwerfungen beseitigt und die Anreize zur Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen gestärkt werden.
- Die Ermöglichung der Antragstellung zur Besonderen Ausgleichsregelung auf Basis von Prognosedaten würde bestehende Investitionshindernisse abbauen.
- Die Nichtbelastung negativer Regelenergie mit der EEG-Umlage würde Anreize zu flexiblem systemdienlichem Abnahmeverhalten stärken und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.
- Die Nichtbelastung der von Betreibern Geschlossener Verteilernetze eingesetzten Verlustenergie mit der EEG-Umlage würde bestehende Ungleichbehandlungen zwischen verschiedenen Netzbetreibertypen beseitigen.
- Der Bestandsschutz bzgl. der Nichtbelastung von Eigenstrommengen mit der EEG-Umlage sollte beibehalten und in der Abwicklung praktikabel ausgestaltet werden.

- Eine zeitnahe Veröffentlichung über indirekt mit dem EEG verbundene Kosten im Bereich von Netzausbau und -betrieb würde die Transparenz über Höhe und Verursachung der Kosten der EE-Förderung schaffen.
- Eine Ausgestaltung der Ausschreibungen, die möglichst umfassenden Wettbewerb schafft und eine Überschreitung der Zubauziele vermeidet, ist unabdingbar für die Kosteneffizienz der zukünftigen EE-Förderung.

Anmerkungen zum Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2016

VIK begrüßt die im novellierten EEG vorgesehene Einführung von Ausschreibungsverfahren für die zukünftige Förderung erneuerbarer Energien. Dadurch wird die Förderung grundsätzlich auf eine stärker wettbewerbliche Basis gestellt und die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem verstärkt. Des Weiteren wird durch die Mengensteuerung im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens die Einhaltung der Ausbaukorridore sichergestellt. Bei der konkreten Ausgestaltung sollte dabei das Hauptaugenmerk darauf liegen, dass durch die Ausschreibungsregeln ein funktionierender Wettbewerb der Bieter untereinander gefördert wird, damit die Effizienz maximiert und die Förderkosten so weit wie möglich reduziert werden. Weitere Anmerkungen zum Ausschreibungsdesign erfolgen weiter unten (Ziff. 12).

Zudem sind aus Sicht der energieverbrauchenden Industrie folgende Aspekte wesentlich:

1. Auffangregelung für aus der BesAR herausfallende Unternehmen schaffen

Für Unternehmen und selbstständige Unternehmensteile der Branchenliste 1, die in der Vergangenheit unter die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) gefallen sind, aber den Schwellenwert von 17 % Stromkostenintensität nicht mehr erreichen, ist derzeit keine Härtefallregelung im EEG vorgesehen. Über den Weg einer Verdopplung der EEG-Kosten (§ 103 Abs. 3 EEG) wird das Unternehmen innerhalb kurzer Zeit mit der vollen EEG-Umlage um ein Vielfaches mehr belastet (bis 2018 läuft selbst diese Verdopplungsregelung aus).

Demgegenüber ist für Unternehmen der Liste 2, die den Schwellenwert von 20 % nicht erreichen, und für Unternehmen, die keiner der beiden Listen angehören (allerdings in der Vergangenheit unter die BesAR gefallen sind), eine dauerhafte Deckelung auf 20 % der EEG-Kosten im Gesetz vorgesehen (§ 103 Abs. 4 EEG).

Die Sicherung des Bestandschutzes ist grundsätzlich in den EEG angelegt. Demnach ist die dauerhafte Begrenzung der EEG-Umlage auf 20 % für Altfälle der Liste 2 und Unternehmen außerhalb der Liste grundsätzlich zulässig. Dieser Bestandsschutz sollte auch auf Fälle der Liste 1 angewendet werden.

Die volle EEG-Belastung droht darüber hinaus auch Unternehmen der Branchenliste 1, die im Zeitablauf den erforderlichen Schwellenwert von 17 % unterschreiten, weil sie ihren Energieverbrauch durch Effizienzmaßnahmen verringert und damit ihre Stromkostenintensität reduziert haben. Die „Bestrafung“ von in der Vergangenheit durchgeführten Effizienzmaßnahmen durch den vollständigen Verlust der EEG-Entlastung würde aber kontraproduktive Anreize im Hinblick auf zukünftige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung setzen.

Schließlich werden ab dem kommenden Jahr aufgrund der Anwendung der Durchschnittsstrompreise – statt der tatsächlichen Stromkosten – auch eine Anzahl von Unternehmen aus der BesAR herausfallen. Das liegt in vielen Fällen in dem sehr groben Vergleichsraster begründet, welches die Durchschnittsstrompreisverordnung (DSPV) bei

der Ermittlung der Durchschnittsstrompreise für einzelne Verbrauchsgruppen vorsieht. Hier werden wesentliche Einflussfaktoren auf den Strompreis nicht berücksichtigt, insbesondere der Bereich der Netzentgelte. Dadurch wird für Unternehmen, die in unterschiedlichen Netzgebieten angesiedelt sind, der gleiche Durchschnittsstrompreis angewendet, obwohl die Spreizung der Netzentgelte in Deutschland etwa in der Mittelspannungsebene über 280 % beträgt. Ebenso werden Unternehmen in Mittelspannung mit solchen in Hochspannung verglichen, was die in Mittelspannung angeschlossenen Unternehmen deutlich benachteiligt (Unterschied Mittel- zu Hochspannungsentgelt: ca. 13 €/MWh). Dies führt dazu, dass ungleiche Sachverhalte miteinander verglichen werden, mit der Folge, dass die benachteiligten Unternehmen unter die erforderliche Stromkostenintensitätsschwelle rutschen und nicht mehr die BesAR in Anspruch nehmen können.

Zur Lösung dieser sehr umfangreichen Problemkonstellationen bietet sich die Schaffung einer Stufenregelung für die BesAR dergestalt an, dass ein zusätzlicher Stromkostenintensitätskorridor eingeführt wird: Unternehmen mit einer Stromkostenintensität zwischen 14 % und 17 % könnten dann pauschal auf den Härtefall-Wert für die EEG-Umlage (20 % der EEG-Umlage) begrenzt werden. Damit würden der Bestandsschutz gewahrt, die Auswirkungen von Effizienzverbesserungen und unzureichender Vergleichbarkeit abgemildert und die Gleichbehandlung der Unternehmen aus den Listen 1 und 2 gewährleistet.

2. Antragstellung zur BesAR auf Basis von Prognosedaten ermöglichen

Der Mechanismus der Antragstellung zur BesAR stellt ein Hemmnis für Investitionen dar: Bei der Ermittlung der Stromkostenintensität dürfen lediglich EEG-umlagepflichtige Strommengen angesetzt werden. Hierdurch ergibt sich für neu gegründete Unternehmen bzw. neu errichtete Anlagen eine zweijährige Wartezeit: Ein stromintensives Unternehmen, welches z.B. aufgrund einer Neuinvestition (Begründung einer neuen Abnahmestelle) gegen Ende 2016 die Produktion aufnimmt, müsste für 2017 und 2018 die vollen EEG-Mehrkosten tragen (2017 könnte kein Antrag nach § 63 ff. EEG gestellt werden, weil 2016 die Kriterien nicht erfüllt waren; 2017 wären dann die Kriterien erfüllt, so dass 2018 der Antrag gestellt werden könnte, der für 2019 wirksam würde), während ein Wettbewerber, der schon länger am Standort Deutschland tätig ist und in der Vergangenheit die Eintrittskriterien der Besonderen Ausgleichsregelung erfüllt hat, diese Belastungen nicht zu tragen hätte. Mit dem starken Anstieg der EEG-Umlage in den letzten Jahren (Verzehnfachung in den letzten 10 Jahren) ist diese Regelung finanziell nicht mehr darstellbar und stellt ein echtes Investitionshindernis dar. Deutschland steht als Investitionsstandort im Wettbewerb mit zahlreichen europäischen und außereuropäischen Regionen. Die bisherige Ungleichbehandlung belastet Deutschland gerade im Wettbewerb um dringend notwendige Investitionen zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit des Standortes.

Für die ähnliche Problematik bei Erstanträgen für Schienenbahnen hat die Bundesregierung eine entsprechende Änderung des § 65 (3) beschlossen, die eine Antragstellung auf Basis prognostizierter Stromverbrauchsmengen erlaubt. Analog hierzu sollte auch für stromintensive Unternehmen eine Antragstellung auf Basis von Prognosedaten (mit anschließender Ex post-Überprüfung, ob die Voraussetzungen der BesAR auf Basis der tatsächlichen Daten vorliegen) für den Fall ermöglicht werden, dass historische Daten nicht vorliegen.

3. Beseitigung von Hemmnissen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Im Zuge der Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign spielt die Ermöglichung flexiblen Nachfrageverhaltens eine große Rolle. Nur durch effiziente Nutzung vorhandener und zukünftig möglicher Flexibilitäten insbesondere auf der Nachfrageseite kann im Rahmen eines Energy-Only-Marktdesigns Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Hierfür sind Beiträge der Industrie z.B. zum Regelenergiemarkt unerlässlich. Die Teilnahme an solchen Märkten für Systemdienstleistungen wird aber durch verschiedene Hemmnisse erschwert. So scheitert die Bereitstellung negativer Regelenergie durch die Erhöhung des Bezugs aus dem Netz auf Anforderung des Netzbetreibers in Zeiten eines Stromüberschusses regelmäßig daran, dass ein solcher Mehrbezug zu einer deutlichen wirtschaftlichen Belastung führen kann. Ein Grund dafür ist neben dem Netzentgeltsystem, das eine regelenergie-induzierte erhöhte Leistungsspitze mit dem vollen Leistungspreis belastet, die Belastung des zusätzlich bezogenen Stroms mit verschiedenen Umlagen, wobei die EEG-Umlage den wirtschaftlich größten Anteil hat. Durch diese drohende Mehrbelastung werden Unternehmen davon abgehalten, ihre Fähigkeiten zu einem systemdienlichen Mehrbezug am Regelenergiemarkt anzubieten. Daher sollte in einem ersten Schritt die Bereitstellung negativer Regelenergie nicht mit der EEG-Umlage belastet werden.

4. Gleichbehandlung von Netzbetreibern bei der Verlustenergie sicherstellen

§ 61a Abs. 3 (und bereits § 60 Abs. 3 EEG-2014) beschränkt die Befreiung der Verlustenergie von der EEG-Umlage auf Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung. Damit ist eine Ungleichbehandlung verbunden, da anderweitig auftretende Energieverluste weiterhin mit der EEG-Umlage belastet werden. Da Energieverluste letztlich nicht beim Letztverbraucher ankommen und daher nicht von ihm verbraucht werden, sollten sie konsequenterweise generell nicht mit der EEG-Umlage belastet werden. Daher sollte die Schaffung einer generellen Regelung geprüft werden, die Energieverluste grundsätzlich von der EEG-Umlage freistellt. Entsprechend wird beispielsweise im Kontext der Stromsteuer vorgegangen.

Zumindest aber sollte die offenkundige Ungleichbehandlung von Betreibern von Geschlossenen Verteilernetzen gegenüber Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung beseitigt werden: Während die von Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung eingesetzte Verlustenergie von der EEG-Umlage befreit wird, ist dies für die von Betreibern Geschlossener Verteilernetze eingesetzte Verlustenergie nicht der Fall. Eine solche Ungleichbehandlung ist sachlich nicht gerechtfertigt. Sie ist daher zu beseitigen. Dies kann dadurch erfolgen, dass § 61a Abs. 3 wie folgt umformuliert wird:

*„Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt ferner für Strom, der an Netzbetreiber **im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes** zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetz-entgeltverordnung geliefert wird.“*

Damit würde sichergestellt, dass beschränkt für den Aspekt der Verlustenergie der Netzbetreiberbegriff des EnWG angewendet wird, der sowohl Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung als auch Betreiber von Geschlossenen Verteilernetzen umfasst. Für die übrigen Vorgaben des EEG würde wie bisher weiterhin der Netzbetreiberbegriff des EEG Anwendung finden, der sich lediglich auf Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung bezieht, so dass mit der vorgeschlagenen Änderung keine unbeabsichtigten Folgewirkungen verbunden wären.

5. Gleichbehandlung von Speichern in Verbindung mit Eigenstrom gewährleisten

§ 61a stellt klar, dass Strom, der in Stromspeicher eingespeichert wird, nicht mit der EEG-Umlage belastet wird, wenn für den gesamten dem Speicher entnommenen Strom die EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 oder § 61 Abs. 1 gezahlt wird. Damit wird eine Doppelbelastung für EEG-pflichtigen Strom mit der EEG-Umlage vermieden. Es wird also Gleichbehandlung mit einer Situation geschaffen, in der kein Speicher genutzt und der Strom direkt an einen Letztverbraucher geliefert oder in einer EEG-pflichtigen Eigenversorungskonstellation (ggf. mit reduzierter EEG-Umlage) genutzt würde. Diese Gleichbehandlung von Versorgungssituationen mit Speicher und ohne Speicher sollte konsequent auch auf alle Eigenerzeugungskonstellationen ausgedehnt werden, das heißt, EEG-freie Eigenerzeugung sollte auch unter Einbeziehung eines Speichers genauso von der EEG-Umlage freigestellt werden wie ohne Einbeziehung eines Speichers. § 61a Abs. sollte daher wie folgt ergänzt werden:

§ 61a (1): „2. wenn für den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird, eine umlagebefreite Stromerzeugung gemäß § 61 Absatz 2-4 vorlag oder die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird.“

§ 61a (2): „Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 44b Absatz 7 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und auf den Strom die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird oder der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzte Strom gemäß § 61 Absatz 2 bis 4 umlagebefreit erzeugt wurde.“

6. Widersprüche zu der beihilferechtlichen Argumentation der Bundesregierung vermeiden

Nach § 60 a (neu) können Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von Unternehmen, die die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen, direkt die EEG-Umlage verlangen. Die Regelung ist als administrative Vereinfachung gedacht, da die ÜNB bei der Abrechnung ohnehin die Begrenzungsentscheidung des BAFA berücksichtigen müssen. VIK hinterfragt allerdings, ob bei dem Regelungsentwurf eventuelle beihilferechtliche Implikationen bedacht wurden. In den vielfältigen beihilferechtlichen Stellungnahmen und Konsultationen gegenüber der Europäischen Kommission, insbesondere in dem Beihilfeverfahren gegen das EEG 2012, wurde stets - auch seitens der Bundesregierung - geltend gemacht, dass die letzte Stufe des gesamten EEG-Belastungsausgleichs rein zivilrechtlich ausgelegt ist. Dieses Argument war und ist eines der Kernargumente dafür, dass der EEG-Umlagen-Wälzungsmechanismus keine staatlichen Mittel beinhaltet. VIK regt vor diesem Hintergrund eine Abstimmung mit dem beihilferechtlichen Referat an.

Darüber hinaus würde eine Umsetzung des vorgesehenen neuen § 60a etwa gegenüber Schienenbahnen nicht zu der beabsichtigten administrativen Vereinfachung führen. Denn Schienenbahnen sind als mobile Stromverbraucher im ganzen Bundesgebiet und damit in allen Regelzonen tätig. Damit ist die Zuordnung der Verbrauchsmengen der vielen hundert einzelnen Schienenbahnen zu den Regelzonen erheblich aufwändiger als bei stationären Stromverbrauchern, die sich eindeutig einer bestimmten Regelzone und damit einem bestimmten ÜNB zuordnen lassen. Aufgrund dieser abweichenden Verbrauchssituation sollte die bisherige administrative Praxis aufrechterhalten werden,

wonach die Abrechnung der EEG-Umlagen weiterhin zwischen den ÜNB und den Lieferanten erfolgt.

7. Angemessenen Bestandsschutz und handhabbare Abwicklung bei Eigenstrom gewährleisten

VIK unterstützt die Absicht der Bundesregierung, für die Zeit nach 2017 im Sinne des Vertrauensschutzes den Status quo in Bezug auf die Behandlung vom Eigenstrom zu erhalten und bestehende Eigenstrom-Anlagen im Rahmen des geltenden Beihilferechts auch über das Jahr 2017 hinaus nicht mit der EEG-Umlage zu belasten. Darüber hinaus sollten die im EEG bestehenden Vorgaben angepasst werden, um einen angemessenen Bestandsschutz zu gewährleisten und die administrative Abwicklung zu erleichtern. Dies betrifft die folgenden Punkte:

a) Ermöglichung kapazitätserweiternder Modernisierungen von Bestandsanlagen

Im Rahmen der Modernisierungen von Bestandsanlagen sollte bei Kapazitätserweiterungen der Kapazitätsanteil von bis zu 130 % des zuvor in einer oder mehreren Anlagen genutzten Eigenstromanteils, welcher zur Eigenversorgung genutzt wird, von einer Belastung mit der EEG-Umlage befreit werden. Dies sollte auch der Fall sein, wenn die gesamte installierte Leistung der Modernisierung die vorgenannte Schwelle übersteigt. Damit können durch eine größere Dimensionierung der Anlagen Effizienzvorteile gehoben werden. § 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EEG sollte entsprechend angepasst werden.

b) Erfassung der standortübergreifenden Eigenstromversorgung in den Bestandsschutzregelungen

Es ist kein Grund ersichtlich, weshalb Modernisierungen und Ersatzinvestitionen von Bestandsanlagen im Rahmen von standortübergreifenden Eigenversorgungskonstellationen derzeit nicht durch Bestandsschutzregelungen erfasst werden. § 61 Abs. 3 EEG sollte im Rahmen der Gesetzesnovelle entsprechend angepasst werden, um den beabsichtigten Bestandsschutz in diesen Fällen einer Modernisierung nicht ins Leere laufen zu lassen.

c) Wiedereinführung der Eigenstrom-Jahressaldierung

Der Gesetzgeber hat in der EEG-Novelle 2014 vorgegeben, dass bei Eigenenergieerzeugungen, die von der Verfügbarkeit des Einsatzbrennstoffes abhängig sind (Kuppelgasverstromungen), auch weiterhin von der 15-Minuten-Bilanzierung abzusehen ist. Gleiches sollte auch für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen gelten. Dort ist eine starke Abhängigkeit von der Wärmeerzeugung gegeben, die wiederum mit der benötigten Prozesswärme in enger Beziehung steht. Mit einer Rückkehr zur Jahresbilanzierung von Ein- und Ausspeisung können darüber hinaus Flexibilisierungspotenziale effizienter KWK-Anlagen mobilisiert werden (systemstabilisierender Zukauf hauptsächlich in Überschusszeiten im Sommer bzw. systemstützender Verkauf im Winter). Entsprechend sollte § 104 Abs. 3 i.V.m. § 61 Abs. 7 EEG angepasst werden.

d) Handhabbare Erfassung der Eigenstrommengen

§ 61(6) EEG sieht die Erfassung von Strom, für den ÜNB die Zahlung der EEG-Umlage verlangen können, durch geeichte Messeinrichtungen vor. In industriellen

Versorgungszusammenhängen, bspw. in Kundenanlagen oder Geschlossenen Verteilernetzen, führt diese Vorgabe zu erheblichem Abwicklungsaufwand:

Zum einen würde eine geeichte Erfassung der Mengen angesichts einer Vielzahl von Abnahmepunkten innerhalb des Industrienetzes einen unverhältnismäßig hohen Aufwand bedeuten und dürfte vom Gesetzgeber auch nicht gewollt gewesen sein, da ansonsten die im MessEG speziell für diese Fälle enthaltene Ausnahmeregelung des § 35 nicht mehr anwendbar wäre. Daher sollte klargestellt werden, dass die Pflicht zur Verwendung geeichter Messgeräte auch erfüllt ist, sofern die Erfassung der Strommengen den Vorgaben des § 35 MessEG genügt. In vielen Fällen werden Messkonzepte, die den Vorgaben des § 35 MessEG entsprechen, bereits für die eichrechtskonforme Erfassung von an Dritte abgegebene Mengen genutzt, eine Ausdehnung auf Eigenstrommengen würde daher den erheblichen Aufwand, der mit der Nutzung geeichter Zähler verbunden wäre, reduzieren.

Zum anderen stellt sich in der Praxis die Frage der Abgrenzung von Kleinst-Strommengen. So existieren im industriellen Zusammenhang neben großen Verbrauchseinrichtungen auch kleine Verbrauchseinrichtungen (des Eigenversorgers oder Dritter), deren Stromverbrauch im Verhältnis zum Gesamtstandortverbrauch vernachlässigbar gering ist und an denen oftmals nur eine Arbeitsmessung zur Anwendung kommt. Der Einbau von RLM-Zählern bei diesen Verbrauchsstellen würde einen unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Aufwand mit sich bringen, der z.B. durch Nutzung von Standardlastprofilverfahren vermieden werden könnte. Daneben gibt es Fälle, in denen die Mengen nicht messtechnisch erfasst, sondern pauschal abgerechnet werden (z.B. Stromverbrauch durch Staubsauger einer externen Reinigungsfirma). Hier wäre selbst die Messung der Arbeit mit einem unverhältnismäßig großen Aufwand verbunden bzw. in manchen Fällen sogar technisch nicht machbar. Für solche Fälle sollten praktikable Vorgehensweisen ermöglicht werden, um Eigenstrom- von Drittmengen abzugrenzen. Dabei könnte auf anerkannte Verfahren zur angemessenen Schätzung von Stromverbräuchen zurückgegriffen werden, wie sie in anderen Zusammenhängen (z.B. Stromsteuer) angewendet und anerkannt werden. Solche Verfahren sollten im EEG ausdrücklich zugelassen werden, um unnötigen Aufwand zu vermeiden.

8. Transparenz über indirekte Kosten herstellen

EEG-Kosten sind keine im Wettbewerb entstandenen Kosten, sondern werden durch staatlichen Eingriff in den Markt generiert. Alle Stromverbraucher haben daher das Recht, über den vollen Umfang der so verursachten Kosten informiert zu werden. Deshalb müssen auch die EEG-induzierten indirekten Kosten erfasst und dem EEG transparent zugerechnet werden. Seit der Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus zum 01.01.2010 sind zumindest die sog. Windveredelungskosten, d. h. Kosten für den Ausgleich der Differenzen zwischen dem prognostizierten EEG-Stromaufkommen und den un stetigen Einspeisungen, der EEG-Umlage transparent zugeordnet.

In einem nächsten Schritt muss eine entsprechende Transparenz auch über die im Netzbereich entstehenden Kosten geschaffen werden. Die EEG-induzierten Netzausbaukosten, insbesondere die Anschlusskosten für Offshore-Windparks, sind daher - ebenso wie die Kosten für das EEG-Einspeisemanagement - in geeigneter Weise und zeitnah im Rahmen der sonstigen Veröffentlichungen zum EEG durch die ÜNB transparent zu machen.

9. Reduzierung des administrativen Aufwands bzgl. der Veröffentlichungspflichten

Die in § 77 vorgesehenen Erleichterungen der Internet-Veröffentlichungspflichten für Energieversorgungsunternehmen und Verteilernetzbetreiber werden begrüßt. Damit ist eine Reduzierung des administrativen Aufwandes für die Unternehmen verbunden. Die weiterhin vorgesehene Veröffentlichung durch die ÜNB ist ausreichend, um die Öffentlichkeit angemessen zu informieren.

10. Keine EEG-Förderung bei negativen Strompreisen

Gem. § 51 EEG 2016 verringert sich der anzulegende Wert auf null, sofern der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX Spot SE) in Paris in mehreren aufeinander folgenden Stunden negativ ist. Grundsätzlich sollte im Zuge der Marktintegration erneuerbarer Energien für sämtliche Zeiträume (d.h. ohne Festsetzung einer Mindestzeit aufeinander folgender Stunden), in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX Spot SE) in Paris null oder negativ ist, der anzulegende Wert auf null verringert werden. Dies entspricht der Regelung, wie sie im KWKG-Gesetz enthalten ist.

§ 51 Abs. 1 S.2 stellt auf eine kumulative Betrachtungsweise von Intraday- und Day-Ahead-Markt ab, das heißt, die EE-Förderung wird nur dann verringert, wenn sich an sechs aufeinander folgenden Stunden im Day-Ahead-Markt und im Intradaymarkt negative Preise einstellen. Dies verkennt die Tatsache, dass der volumenmäßig bedeutsame Markt der Day-Ahead-Markt ist. Am Intradaymarkt werden v.a. Prognoseabweichungen gehandelt, insbes. mit Blick auf EE- und PV-Prognosen. Damit hat der Intradaymarkt zwar eine wesentliche korrektive Funktion für den Bilanzausgleich, letztlich sind die auf die Prognoseabweichungen zurückgehenden Ausschläge der Volumina und Preise am Intradaymarkt aber eher zufällig, das heißt, sie können sowohl in der einen als auch in der anderen Richtung vorkommen. Damit ist der Day-Ahead-Markt der verlässliche und relevante Indikator für die Preisbildung. Demzufolge sprechen negative Day-Ahead-Preise gegen die Gewährung der Marktprämie. Der Wert eines Stundenkontrakts sollte im Sinne des § 51 EEG also dann als negativ gelten, wenn der Day-Ahead-Preis negativ ist, unabhängig vom Vorzeichen des Intraday-Preises.

11. Vertrauensschutz gewährleisten – keine Verlängerung der Förderdauer

§ 39a EEG 2016 ermöglicht eine Teilnahme an Ausschreibungen für Biomassebestandsanlagen, mithin also Anlagen, die bereits in der Vergangenheit vom EEG gefördert wurden. Dies steht im Widerspruch zum Anreizcharakter des EEG, das ursprünglich das Ziel hatte, Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten anzureizen, um sie nach Ablauf der zwanzigjährigen Vergütungsdauer in den Markt zu stellen und den Kräften des Marktes auszusetzen. Eine Förderung von Bestandsanlagen zeigt deutlich, dass zumindest die Bioenergie dauerhaft gefördert werden müsste, um weiter bestehen zu können. Dies ist im Hinblick auf das Gebot der Kostenbegrenzung nicht akzeptabel.

Artikel 7 nimmt die industrielle Biomassenutzung im Zellstofferzeugungsprozess von der Förderung aus. Damit erhalten Bestandsanlagen und Neuanlagen, die Schwarzlauge einsetzen, auch keine Möglichkeit, an den Ausschreibungen teilzunehmen. Damit schließt der Gesetzgeber die effiziente und günstigste Form der Bioenergienutzung von

der künftigen EEG Förderung aus und nimmt für die Zukunft Marktverzerrungen im Biomassemarkt wieder in Kauf, da diese Anlagen dann mit geförderten EEG-Holzkraftwerken um den gleichen Rohstoff konkurrieren würden.

Der VIK wendet sich grundsätzlich gegen eine Förderung von Bestandsanlagen über den zwanzigjährigen Vergütungszeitraum hinaus. Wenn es jedoch eine Verlängerung dieses Vergütungszeitraums über Ausschreibungen für Bestandsanlagen gibt, so sollten aus Gründen der Gleichbehandlung, zur Vermeidung von Marktverzerrungen und nicht zuletzt auch im Hinblick auf Energie- und Kosteneffizienz auch die Kraftwerke der Zellstoffindustrie einbezogen werden.

§ 19 (2) 2 EEG 2016 schließt eine Förderung durch das EEG und die gleichzeitige Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes aus. Aus dem Gesetzentwurf und aus der Begründung geht aber nicht klar hervor, ab welchem Zeitpunkt dieses Kumulierungsverbot gilt. Um Unklarheiten hinsichtlich bereits abgerechneter Zeiträume der Vergangenheit auszuschließen und den Vertrauensschutz für Bestandsanlagen zu gewährleisten, sollte klargestellt werden, dass das Kumulierungsverbot nur für die Zukunft gilt.

12. Kosteneffiziente Ausgestaltung der Ausschreibungen sicherstellen und überschießenden EE-Ausbau vermeiden

VIK begrüßt die Umstellung der EE-Förderung auf ein Ausschreibungssystem, da damit eine wettbewerbliche Bestimmung des Förderbedarfs einhergeht, die das Potenzial hat, die Kosten der EE-Förderung einzudämmen. Um die volle Wirkung dieses wettbewerblichen Verfahrens zu nutzen, sollten die Ausschreibungen möglichst flächendeckend angewendet werden. VIK empfiehlt daher, nicht nur für Wind und PV Ausschreibungen durchzuführen, sondern auch die übrigen EE-Technologien einem Ausschreibungssystem zu unterwerfen. Perspektivisch sollte auch ein Übergang zu einer technologieunabhängigen Ausschreibung vorgesehen werden. Zudem sollte der Schwellenwert von 1 MW, bis zu dem Anlagen von den Ausschreibungen ausgenommen sind und weiter aufgrund einer gesetzlich festgelegten Förderhöhe bezuschusst werden, deutlich reduziert werden.

Ausschreibungen können nur dann kosteneffizient sein, wenn die Nachfrage das Angebot deutlich übersteigt und damit die Wettbewerbsintensität möglichst hoch ist. Aufgrund der Unsicherheiten, die mit der erstmaligen flächendeckenden Nutzung von Ausschreibungsverfahren verbunden sind (die Erfahrungen mit den Pilotprojekt-Ausschreibungen im Rahmen der Freiflächenausschreibungsverordnung sind zum jetzigen Zeitpunkt noch sehr beschränkt), sollten der Umfang der ausgeschriebenen Kapazitäten sowie die Gebotsobergrenze so festgelegt werden, dass es auch bei einer sich einstellenden geringen Wettbewerbsintensität nicht zu Überförderungen und Kostensteigerungen kommt.

Die mit dem Ausschreibungssystem verbundene Mengensteuerung ist grundsätzlich in der Lage, den Umfang des EE-Zubaus zielgerichtet zu steuern und den politisch erwünschten Zubaukorridor einzuhalten. Dies muss durch eine geeignete Ausgestaltung der Ermittlung der auszuschreibenden Mengen auch tatsächlich gewährleistet werden. Hier bestehen angesichts der ungeheuren Komplexität der in Anlage 2 vorgesehenen Formel zur Ermittlung der Ausschreibungsmenge für Wind an Land durchaus Bedenken. Die vorgesehene Vorgabe eines Mindest-Ausschreibungsvolumens für Windenergie an Land kann ebenso zu einem Überschreiten des Ausbaukorridors führen wie technische Weiterentwicklungen, wenn etwa durch die Erhöhung der Nabenhöhe der Stromertrag überproportional steigt (durch eine deutliche Erhöhung der Volllaststunden, auch gegenüber den im Referentenentwurf getroffenen Annahmen), so dass selbst bei einer

zum Referentenentwurf des BMWi „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien“ (Stand 14.04.2016)

konstanten installierten Leistung an Windenergieanlagen die EE-Strommenge stark ansteigen kann. Beides wäre mit einer weiteren Kostensteigerung für die Stromverbraucher verbunden. Um hier zum einen Transparenz über die Entwicklung herzustellen und zum anderen ggf. nachsteuern zu können, sollte im Rahmen der Monitoring-Vorgaben im EEG speziell eine sehr engmaschige Berichterstattung über die Auswirkungen der Ausschreibungsmengen-Ermittlung nach Anlage 2 vorgesehen werden, ergänzt um eine in regelmäßigen Abständen aktualisierte Folgenabschätzung im Hinblick auf die tatsächlichen und erwarteten Auswirkungen auf die EEG-Umlage. Darüber hinaus erscheint die Vorgabe einer Mindest-Ausschreibungsmenge für Windenergie an Land verzichtbar, da sie im Rahmen der formelhaften Bestimmung des Ausschreibungsvolumens systemfremd wäre.