

STELLUNGNAHME

zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts

Berlin, den 12.03.2014

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 250.000 Beschäftigten wurden 2011 Umsatzerlöse von rund 107 Milliarden Euro erwirtschaftet und fast 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkunden-segment einen Marktanteil von 45,9 Prozent in der Strom-, 62,2 Prozent in der Erdgas-, 80,4 Prozent in der Trinkwasser-, 63,1 Prozent in der Wärmeversorgung und 24,4 Prozent in der Abwasserentsorgung.

I. Einleitung

Der VKU begrüßt den vorgelegten Referentenentwurf zur EEG-Reform mit dem ein wichtiger Paradigmenwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien eingeleitet wird. Das Tempo, mit dem die Reform angegangen wird, zeigt, welche Bedeutung die Bundesregierung diesem Thema beimisst.

Insbesondere der Umstieg auf eine verpflichtende Direktvermarktung von EEG-Strom ist – im Sinne der Marktintegration der erneuerbaren Energie – zu begrüßen, obgleich die vorgesehenen Ausnahmen für Anlagen unterhalb bestimmter Schwellenwerte aus VKU-Sicht nicht erforderlich sind.

Die vorgesehenen technologie-spezifischen Ausbaukorridore sind eine wichtige Voraussetzung dafür, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien besser geplant und gesteuert werden kann, insbesondere im Zusammenspiel mit dem ebenfalls erforderlichen Netzausbau auf der Übertragungs- wie auf der Verteilnetzebene.

Zudem sind diese Ausbaukorridore eine wichtige Grundlage für das geplante und vom VKU befürwortete Ausschreibungsmodell, dessen Einführung nach Abschluss des Pilotprojekts für Freiflächen-Photovoltaik unmittelbar erfolgen sollte.

Insgesamt sind die Vorschläge ein guter erster Schritt hin zum Umbau des deutschen Energiemarktes.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss flankiert werden durch gesicherte Erzeugung, damit die Versorgungssicherheit auf dem bisherigen hohen Niveau aufrechterhalten werden kann. Damit das Vorhalten gesicherter Kraftwerksleistung und der Aufbau entsprechender Kapazitäten eine Chance bekommt, wirtschaftlich zu werden, sollte die EEG-Novelle in einem zweiten Schritt mit der baldigen Einführung eines Kapazitätsmechanismus – wie etwa dem vom VKU vorgeschlagenen Leistungsmarkt¹ – verknüpft werden. Ein solcher Leistungsmarkt als Handelsplatz für gesicherte Erzeugungsleistung, an dem Stromerzeuger (konventionelle und steuerbare erneuerbare) ebenso wie Anbieter von Speichern und steuerbaren Lasten ihre Dienste miteinander in Wettbewerb treten, schafft Versorgungssicherheit zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten.

Die bevorstehende EEG-Reform wird die Branche vor grundlegende Veränderungen stellen. Daher ist es umso wichtiger, den Investoren genügend Zeit zu geben, sich auf die geänderten Rahmenbedingungen einzustellen. Vor diesem Hintergrund sollten die Übergangsregelungen noch einmal überprüft werden.

¹ Vgl. den Vorschlag des VKU für ein Integriertes Energiemarktdesign (iEMD) vom 1. März 2013, <http://www.vku.de/energie/energiemarktdesign0.html>

Teil 1

Allgemeine Vorschriften

§ 1a Grundsätze des Gesetzes

Der VKU begrüßt, dass neben dem Ausbau auch die Markt- und Netzintegration der erneuerbarer Energien angestrebt wird. Ziel muss es sein, dass die erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit flexiblen Back-up-Kraftwerken, Speichern, Nachfragesteuerung, intelligenten Netzen und anderen Flexibilitätsmaßnahmen die Grundlage für eine ökologische, sichere, wettbewerbliche und bezahlbare Energieversorgung bilden können. Das Zusammenwirken aller Flexibilitätsoptionen sollte durch marktliche Prozesse koordiniert werden, damit sich im Wettbewerb der Anbieter die kosteneffizientesten Technologien und Dienstleistungen durchsetzen.

Damit erneuerbare Energien im zukünftigen Energiemarkt einen aktiven Part übernehmen können (z. B. Vermarktung als Grünstrom, Bereitstellung gesicherter Leistung etc.), ist der Systemwechsel von der Einspeisevergütung zur Direktvermarktung unabdingbar. Daher ist der Grundsatz der Direktvermarktung ausdrücklich zu begrüßen, denn dadurch übernehmen Anlagenbetreiber Marktrisiken und Prognoseverantwortung. Darüber hinaus werden sie veranlasst, die Stromeinspeisung stärker an der Nachfrage zu orientieren und damit Belastungen der Netze abzufedern und teure Abregelungen zu vermeiden.

Der VKU unterstützt den Grundsatz, dass die Kosten für die Förderung angemessen verteilt werden sollten. Insbesondere sollte die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit Rücksicht auf Verbraucher, die weder von Industrieprivilegien noch von der Möglichkeit profitieren, sich mit einer eigenen Stromerzeugungsanlage auszustatten, auf eine breite Basis gestellt werden.

Darüber hinaus sollte im Interesse aller Stromkunden jede Möglichkeit genutzt werden, die Förderkosten zu reduzieren. Das vorgesehene Ausschreibungssystem führt bei richtiger Ausgestaltung dazu, dass Überrenditen abgeschöpft werden und sollte daher schnellstmöglich eingeführt werden. Bei der Einführung des Ausschreibungsmodells sollten die internationalen Erfahrungen mit derartigen Fördersystemen berücksichtigt werden.

§ 1b Ausbaupfad

Der Ausbaupfad für Windenergieanlagen an Land sollte auf 3.000 MW pro Jahr (brutto) erhöht werden.
--

Der VKU begrüßt die Festlegung jährlicher Ausbauziele als einen wichtigen ersten Schritt in Richtung eines mengengesteuerten Ausbaus der erneuerbaren Energien. Eine an ambitionierten Zielen orientierte Mengensteuerung ist wichtig, damit der Ausbau nur so schnell erfolgt, wie sich das Energieversorgungssystem

an den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien anpassen kann. Eine sichere Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien setzt voraus, dass die Netzinfrastruktur in die Lage versetzt wird, die wachsenden Mengen an dezentral eingespeister, fluktuierender Elektrizität zu bewältigen (Netzausbau, intelligente Netze) und Flexibilitätsmaßnahmen zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung ergriffen werden. Im Sinne der Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz ist es wichtig, dass diese Prozesse koordiniert erfolgen.

Zudem sind jährliche und technologiespezifische Ausbauziele als Grundlage für das einzuführende Ausschreibungssystem unabdingbar. Mit Blick darauf, dass sich die Windtechnologie in den vergangenen Jahren deutlich weiterentwickelt hat und heute gebaute Anlagen in der Regel eine höhere Leistung haben als Anlagen, die in früheren Jahren gebaut wurden, schlägt der VKU vor, den Ausbaupfad für Windenergieanlagen an Land auf 3.000 MW pro Jahr (brutto) zu erhöhen.

§ 3a Anlagenregister

Der VKU fordert, dass im Rahmen des Aufbaus eines zentralen Anlagenregisters bestehende Datenmeldepflichten vereinheitlicht werden. Hierbei sollten nur diejenigen Daten abgefragt werden, die für die Zwecke des Registers zwingend erforderlich sind. Die Daten sollten mittels anerkannter Formate überführt werden können.

Der VKU befürwortet grundsätzlich den Aufbau eines zentralen Anlagenregisters zur Erfassung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, in der Erwartung, dass damit eine Vereinheitlichung bestehender Datenmeldeverpflichtungen einhergeht und eine spürbare Entlastung der von Meldepflichten betroffenen Unternehmen erreicht wird.

Die derzeitigen Datenmeldeverpflichtungen für die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sind enorm. Derzeit existieren 18 verschiedene Listen/Portale/Register, die uneinheitliche, nicht miteinander abgestimmte, energiespezifische Datenmeldeverpflichtungen beinhalten. Zudem kommunizieren diese unkoordinierten „Datensammelstellen“ nicht oder nicht ausreichend miteinander, wodurch Mehrfachmeldungen und inkonsistente Daten entstehen.

Zur weiteren Entlastung der Unternehmen sollte strikt darauf geachtet werden, dass nur diejenigen Daten abgefragt werden, die für die Zwecke des Registers zwingend erforderlich sind. Auf eine umfassende Sammlung (aus behördlicher Sicht) potentiell interessanter, für die Zwecke des Anlagenregisters allerdings nicht erforderlicher Daten, ist zu verzichten. Der administrative Aufwand für Datenerhebung und -übermittlung darf einen für die betroffenen Unternehmen IT-technisch und wirtschaftlich vertretbaren Rahmen nicht überschreiten. Es ist darauf zu achten, dass die Daten mittels anerkannter Formate überführt werden können.

Aufgrund der wirtschaftlichen Sensibilität und auch aus Datenschutzgründen begrüßt der VKU, dass das Anlagenregister durch die Bundesnetzagentur geführt und betrieben wird.

Der VKU begrüßt, dass das Anlagenregister einen wichtigen Schritt zur Vorbereitung und Ausgestaltung einer umfassenden Energiedatenbank darstellen soll, in der künftig die Stammdaten aller Stromerzeugungsanlagen (erneuerbare wie konventionelle), Speicher und abschaltbare Lasten erfasst werden.

Teil 2

Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1. Allgemeine Vorschriften

§ 5 Absatz 2 sollte wie folgt gefasst werden:

Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sind berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen, sofern die daraus resultierenden Mehrkosten für den Netzbetreiber unerheblich sind. Nicht nur unerhebliche Mehrkosten sind anzunehmen, wenn die vom Anlagenbetreiber gewählte Verknüpfungsvariante für den Netzbetreiber zu Mehrkosten in Höhe von 2,5 Prozent gegenüber dem Anschluss am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt führt.

Während Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber die Kosten des Netzan schlusses, d. h. bis zum Verknüpfungspunkt zahlen, haben Netzbetreiber etwaige Mehrkosten zur Netzintegration der Anlagen (Netzoptimierung, -verstärkung und/oder -ausbau), die durch das Wahlrecht der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber entstehen bzw. zusätzlich erhöht werden können, zu tragen. Diese Mehrkosten werden im Netzgebiet solidarisiert. Um die volkswirtschaftlichen Kosten für die Weiterentwicklung der Energiewende möglichst gering zu halten, sollten zum einen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber zum Wahlrecht berechtigt sein, sofern die daraus resultierenden Mehrkosten für den Netzbetreiber unerheblich sind. Zum anderen empfiehlt es sich, zur Vermeidung gerichtlicher Streitfälle, eine Unerheblichkeitsschwelle für die durch das Wahlrecht der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ggf. resultierenden Mehrkosten für den Netzbetreiber festzulegen. Diese sollte aus volkswirtschaftlicher Sicht zu Gunsten des gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes und damit möglichst im unteren einstelligen Prozentbereich gegenüber den Anschlusskosten am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt liegen. Die doppelte Verneinung im Wortlaut des BGH sollte beibehalten werden, um Rechtsunklarheiten zu vermeiden. Entscheidend ist, ob Kosten unerheblich sind oder nicht, nicht aber, ob Kosten erheblich sind.

Abschnitt 2. Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement, Abschnitt 3 Kosten (§ 9 – 15)

§ 9 Erweiterung der Netzkapazität

Die Netzbetreiber sollten im Rahmen ihrer Pflicht zur Kapazitätserweiterung nach § 9 EEG berechtigt sein, einen gewissen Spielraum für intelligentes Einspeisemanagement einzuplanen und Erzeugungsspitzen von volatilen Erzeugungsanlagen bis zu einer Höhe von 5 Prozent der Jahreseinspeisemenge abregeln zu dürfen, ohne dass daraus unmittelbar eine Verpflichtung zur Netzkapazitätserweiterung resultiert.

Nach geltender Rechtslage ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Einspeisung auch der „letzten Kilowattstunde“ aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Dies führt zu unnötigen volkswirtschaftlichen Mehrkosten, da die Mehrkosten für den EEG-bedingten Netzausbau die Erlöse aus den „letzten Kilowattstunden“ weit übersteigen.²

Im Interesse eines strategischen und kosteneffizienten Netzausbaus sollte daher der Netzbetreiber berechtigt sein, Einspeisemengen aus volatilen Quellen bis zu 5 Prozent der Jahreseinspeisemenge (anlagenscharf) abzuregeln. Dies gibt dem Netzbetreiber die Möglichkeit, die notwendigen Netzbaumaßnahmen strategisch besser an die tatsächliche Entwicklung der dezentralen Erzeugung in seinem Netzgebiet anzupassen und stellt sicher, dass dadurch auch der effizienteste Instrumentenmix (konventionell/intelligent) zum Einsatz kommt.

§ 11 Einspeisemanagement

Die Entschädigungsregelung im Einspeisemanagement sollte dahingehend überarbeitet werden, dass

1. KWK-Anlagen im Verhältnis zu reinen Stromerzeugungsanlagen stets nachrangig heruntergeregelt werden und
2. Ungleichgewichte zulasten von Müllheizkraftwerken beseitigt werden.

1. Die Erfahrung zeigt, dass die Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements häufig übersehen, dass bei einer Reduzierung der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen stets auch die Wärmeversorgung heruntergeregelt werden muss, was insbesondere in der kalten Jahreszeit zu Problemen in der Wärmeversorgung führen könnte.

2. Kommt es bei EE-Anlagen der Abfallwirtschaft zu einer Abschaltung im Rahmen des Einspeisemanagements, muss eine Gleichbehandlung der Kompensation mit anderen EE-Anlagen gewährleistet werden. Müllheizkraftwerke haben das Problem, dass bei einer Abregelung zusätzliche Verluste anfallen, nämlich die

² Vgl. dena-Verteilnetzstudie

entgangenen Einnahmen für die Annahme von Abfällen. Derzeit ist unklar, ob diese entgangenen Einnahmen entschädigungsfähig sind. Da andere Erzeugungsanlagen von dieser Problematik nicht betroffen sind, wäre es diskriminierend, Müllheizkraftwerke für die entgangenen Einnahmen für die Annahme von Abfällen nicht zu entschädigen. Daher sollte die Entschädigungsregelung in der Weise ergänzt werden, dass Müllheizkraftwerke für alle Folgekosten einer Abschaltung entsprechend der Entschädigungsregeln für andere EE-Anlagen entschädigt werden.

Teil 3

Finanzielle Förderung

Anstelle der erzeugten Kilowattstunden sollte die installierte Erzeugungsleistung gefördert werden.

Der VKU begrüßt, dass die Marktprämie zur Regel und die Einspeisevergütung zur Ausnahme erklärt werden (obgleich die Ausnahmetatbestände zu weitgehend sind). Einspeisevergütungen in Verbindung mit einer gesicherten Abnahme des erzeugten Stroms schirmen die erneuerbaren Energien vom Markt ab und führen dazu, dass ungeachtet der Nachfrage möglichst viele Kilowattstunden eingespeist werden („produce and forget“). Das Marktprämienmodell enthält hingegen erste Ansätze von Wettbewerb, indem die Anlagenbetreiber ihren Strom am Stromgroßhandelsmarkt verkaufen, Prognosen erstellen, Fahrpläne anmelden und Ausgleichsenergie beschaffen. Mittelfristig ist die Direktvermarktung auf Basis des Marktprämienmodells jedoch nicht ausreichend, damit EEG-Anlagen ihre Stromerzeugung nach dem Bedarf ausrichten, da durch die Marktprämie das Gebotsverhalten der erneuerbaren Energien im Strommarkt verzerrt wird. Dies liegt daran, dass die Marktprämie für jede erzeugte Kilowattstunde gezahlt wird und EEG-Strom folglich auch dann am Strommarkt verkauft wird, wenn der Strompreis negativ ist, also keine Nachfrage vorhanden ist. Würde hingegen anstelle der erzeugten Kilowattstunden nur die installierte Erzeugungsleistung gefördert, so wie der VKU dies vorschlägt, richtete sich die Einsatzweise der EEG-Anlagen ausschließlich nach dem tatsächlich erzielbaren Strompreis.

Abschnitt 1. Allgemeine Förderbestimmungen

§ 16 Förderanspruch für Strom

Die Möglichkeit, dass Strom dem Netzbetreiber zum Zweck der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung zur Verfügung gestellt wird (§ 15a Abs. 1 Nr. 3 a), sollte aus Sicht des VKU entfallen.

Für die Beibehaltung der Einspeisevergütung besteht keine Notwendigkeit. Alle Betreiber von Anlagen, auch solcher, deren Leistung die Schwellenwerte des § 22c unterschreitet, haben die Möglichkeit, Direktvermarktungsunternehmen

gemäß § 3 Nr. 8 EEG-RefE mit der Durchführung der Direktvermarktung zu beauftragen. Schon heute können Anlagenbetreiber aus einer großen Vielfalt professioneller Direktvermarkter, darunter auch viele Stadtwerke, den passenden Anbieter auswählen. Eine Direktvermarktungspflicht kann daher von allen Anlagenbetreibern ohne größeren Aufwand umgesetzt werden und ist mit keinen unzumutbaren Belastungen verbunden. Dies gilt umso mehr, als in den anzulegenden Werten nach dem Referentenentwurf die Kosten der Direktvermarktung bereits eingepreist sind. Eine Beibehaltung der Einspeisevergütung erscheint allenfalls im Segment der Kleinstanlagen (z. B. bis 10 kW) sinnvoll.

§ 17 Wechsel zwischen Veräußerungsformen

Zum jederzeitigen Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers, wie in Absatz 3 Nr. 1 vorgesehen, weist der VKU darauf hin, dass hierfür entsprechende Anpassungen bei den Prozessen für die Energiemengenbilanzierung bzw. die Mehr-/Mindermengenabrechnungen für Einspeisestellen erforderlich sind. Nach dem Verständnis des VKU wäre der Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers, so wie er in § 3 Nr. 8 RefE beschrieben ist, auch mit einem Wechsel des Bilanzkreises verbunden. Dementsprechend kann dies nicht „jederzeit“ ermöglicht werden, zumindest nicht so lange es keine entsprechenden Anpassungen bei den oben genannten Prozessen gibt.

Der VKU begrüßt, dass der „atmende Deckel“, der bisher nur für Strom aus solarer Strahlungsenergie galt, auf Biomasse und Windenergie an Land ausgeweitet werden soll. Dadurch dass die Höhe der Degression an eine Überschreitung bzw. Unterschreitung des jährlichen Ausbauziels bzw. Ausbaukorridors gekoppelt wird, lässt sich die Zubaumenge bis zu einem gewissen Grad steuern. Im Sinne einer verbesserten Kostenkontrolle sowie mit Blick auf die Anpassungsfähigkeit des Gesamtsystems (vgl. die Ausführungen zu § 1b) ist dies zu begrüßen.

Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass erst die Einführung des Ausschreibungsmodells eine präzise Ausbausteuerung ermöglicht. Im Vergleich zum „atmenden Deckel“ hat der Investor im Ausschreibungsmodell die Gewissheit, dass die Förderhöhe, die in der Ausschreibung ermittelt wird, zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch gültig ist. Dennoch erscheint es in der Übergangszeit sinnvoll, über das Instrument des „atmenden Deckels“ auf das Zubauvolumen so gut es geht Einfluss zu nehmen.

§ 20d Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land

Die Vergütung für Windenergieanlagen an Land sollte nicht quartalsweise, sondern jahresweise angepasst werden. Der Ausbaukorridor für Windenergieanlagen an Land sollte auf 2.900 - 3.100 MW pro Jahr (brutto) erhöht werden.

Bei einer quartalsweisen Veränderung der Vergütung ab dem Jahr 2016 ist keine ausreichende Planungssicherheit gegeben. Typische Projektlaufzeiten für Windenergieprojekte sind drei bis fünf Jahre. In diesem Zeitraum liegen vom Planer ggf. nicht zu beeinflussende Zeitintervalle von mehreren Monaten bis hin zu aktuell ca. einem Jahr (Lieferzeiten von Windenergieanlagen, BImSchG-Verfahren). In Ausnahmefällen kann sich (z. B. bei Gerichtsverfahren) ein Projekt auch noch deutlich länger „ziehen“. Da im Extremfall bei sehr hohem Ausbau von Windenergie die quartalsweise Degression bis zu 1,2 Prozent betragen kann, beträgt die auf ein Jahr gerechnete Degression maximal fast 5 Prozent. Hier besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass die Wirtschaftlichkeit eines Projektes, welches ggf. weit fortgeschritten ist (WEA ist bestellt), „ins Wanken“ gerät.

Mit Blick darauf, dass sich die Windtechnologie in den vergangenen Jahren deutlich weiterentwickelt hat und heute gebaute Anlagen in der Regel eine höhere Leistung haben als Anlagen, die in früheren Jahren gebaut wurden, schlägt der VKU vor, den Ausbaukorridor für Windenergieanlagen an Land auf 2.900 - 3.100 MW pro Jahr (brutto) zu erhöhen.

Abschnitt 2. Geförderte Direktvermarktung

§ 22 Marktprämie

Die jetzige gleitende Marktprämie sollte langfristig in eine Kapazitätsprämie umgewandelt werden: Gefördert wird dann nicht mehr die erzeugte Kilowattstunde, sondern die installierte Leistung einer Anlage. Eine auf Kilowattstunden bezogene Marktprämie kann allenfalls mit der Maßgabe unterstützt werden, dass 1. die Anzahl der Stunden, für die eine Marktprämie gezahlt wird, ähnlich wie im KWKG begrenzt wird und 2. die Höhe der Prämie von vornherein festgelegt wird, also nicht mit der Strompreisentwicklung „gleitet“.

Diese Forderung zielt auf die Beseitigung eines im jetzigen EEG angelegten Fehlanreizes, nämlich ungeachtet der Nachfrage am Strommarkt möglichst viele Kilowattstunden einzuspeisen. Wird die Förderung hingegen als Kapazitätsprämie gewährt, orientiert sich die Einsatzweise der EE-Anlage ausschließlich an den Preissignalen des Strommarktes. Zudem übernehmen die Anlagenbetreiber das Strompreissisiko, was für Erzeuger nicht-erneuerbaren Stroms immer schon selbstverständlich gewesen ist. Dies stellt einen weiteren Schritt zur Marktintegration der erneuerbaren Energien dar.

§ 22a Voraussetzungen der Marktprämie

Im Rahmen des § 22a Nr. 1 sollte klargestellt werden, dass die Inanspruchnahme des vermiedenen Netzentgelts durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 35 Abs. 2 der Inanspruchnahme der Marktprämie nichts entgegensteht.

Hinsichtlich der in § 22a Nr. 1 vorgesehenen Voraussetzung, dass für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen worden sein darf, regen wir die Klarstellung an, dass sich dies lediglich auf die Inanspruchnahme durch den Anlagenbetreiber bezieht. Die Inanspruchnahme des vermiedenen Netzentgelts durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 35 Abs. 2 steht der Inanspruchnahme der Marktprämie selbstverständlich nicht entgegen.

Die Vorgabe des § 22a Nr. 3, wonach der Anspruch auf die Marktprämie nur besteht, wenn der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich EEG-Strom, der mit der Marktprämie vergütet wird, oder unverschuldet eingestellter Strom bilanziert wird, sollte entfallen.

Gerade auf Bilanzkreisebene sollte eine Vermischung von Grün- und Graustrom nicht ausgeschlossen sein, da es zur Verstetigung der EE-Einspeisung gerade sinnvoll sein kann, erneuerbaren Strom mit nicht-erneuerbarem Strom zu kombinieren.

§ 22b Fernsteuerbarkeit

Bei der Fernsteuerbarkeit als Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie sollte eine Bagatellgrenze vorgesehen werden, unterhalb derer ein Einbau von Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit nicht erforderlich ist. Zudem sollte geprüft werden, die Pflicht zur Fernsteuerung auf fluktuierende erneuerbare Erzeugung zu beschränken. Bestandsanlagen, die nachträglich zum Einbau von Fernsteuerungseinrichtungen verpflichtet werden, sollten im Rahmen einer Übergangsregelung ausreichend Zeit bekommen, sich auf diese Anforderung einzustellen.

Insbesondere bei kleineren Anlagen kann sich der Einbau von Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit als unverhältnismäßig darstellen mit der Folge, dass sich Anlagenbetreiber – insbesondere auch solche mit Bestandsanlagen – gegen eine Direktvermarktung und ggf. sogar für eine Rückkehr zur Einspeisevergütung entscheiden würden. Dies wiederum stünde dem Ziel einer möglichst umfassenden Direktvermarktung entgegen und würde die möglichst weitgehende Markt- und Systemintegration behindern. Die Bagatellgrenze könnte sich an der in § 6 Abs. 1 enthaltenen Grenze von 10 kW orientieren, um hier nicht zu Wertungswidersprüchen zu kommen.

Weiterhin sollte geprüft werden, ob eine generelle Pflicht zur Fernsteuerbarkeit sinnvoll ist. Gerade für regelbare Anlagen ist eine solche Pflicht nur eingeschränkt sinnvoll. Grubengas- und Deponiegasanlagen werden sich ohnehin nur sehr begrenzt an Strompreissignalen orientieren, da die Gasmengen kontinuierlich anfallen und verstromt werden müssen. Auch bei Biogasanlagen dürften die positiven Auswirkungen der Einführung einer solchen Verpflichtung begrenzt sein. In den meisten Fällen muss die Fernsteuerbarkeit aus Gründen der Vermarktbarkeit auf anderen Märkten, z. B. auf den Regelenergiemärkten, ohnehin

gewährleistet werden. Bei diesen Anlagen besteht die Gefahr, dass diese dauerhaft in die Einspeisevergütung zurückkehren. Deshalb sollte geprüft werden, ob die Pflicht zur Fernsteuerung nicht lediglich auf fluktuierende erneuerbare Erzeugung beschränkt werden sollte.

Die vom VKU geforderte Übergangsregelung für Bestandsanlagen ist erforderlich, da die nachträgliche Pflicht zur Fernsteuerbarkeit einen Eingriff in den Bestandsschutz darstellt, der abgefedert werden sollte.

Abschnitt 3. Einspeisevergütung

§ 22c Einspeisevergütung für kleine Anlagen

Auch für kleine Anlagen sollte grundsätzlich keine Einspeisevergütung mehr gezahlt werden. Zumindest sollte der Schwellenwert auf 10 kW abgesenkt werden. Zudem sollten Vorkehrungen getroffen werden, um zu verhindern, dass durch eine jeweils um 12 Monate zeitlich versetzte Inbetriebnahme mehrerer Anlagenmodule eine Überschreitung der Schwellenwerte vermieden wird.

Der VKU sieht keine Notwendigkeit, die Einspeisevergütung für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 500 kW (bzw. 250 kW in 2016 und 100 kW ab 2017) beizubehalten, da alle Anlagen die Möglichkeit haben, einen Direktvermarktungsunternehmer mit dem Verkauf des Stroms zu beauftragen, dessen Kosten ohnehin bereits eingepreist sind. Eine Beibehaltung der Einspeisevergütung erscheint allenfalls im Segment der Kleinstanlagen (z. B. bis 10 kW) sinnvoll³.

Im Zusammenhang mit dem Verweis auf § 21 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 weist der VKU darauf hin, dass nach der aktuell vorgesehenen Regelung durch eine jeweils um 12 Monate zeitlich versetzte Inbetriebnahme mehrerer Anlagenmodule eine Überschreitung der Schwellenwerte verhindert und damit der Anwendungsbereich der Direktvermarktpflicht weiter reduziert werden kann. Dieses Schlupfloch aus der Direktvermarktung sollte geschlossen werden.

Abschnitt 4. Besondere Förderbestimmungen (Sparten)

§§ 27-27c (Biomasse, Bioabfälle, Gülle, Biogas)

Der Gasaufbereitungsbonus sollte beibehalten werden.

Die Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung ist hinsichtlich ihrer Zielsetzung, nämlich den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung auf kostengünstige Substrate, insbesondere Rest- und Abfallstoffe, zu konzentrieren, zu begrüßen. Damit eine Biogaserzeugung aus Rest- und Abfallstoffen weiterhin möglich ist, muss jedoch der Gasaufbereitungsbonus beibehalten werden. Dies gilt umso mehr, als der geplante Kapazitätzuschlag die Reduzierung der vergütungsfähigen

³ Vgl. die Ausführungen zu § 15a

gen Strommenge auf die Hälfte der mit der installierten elektrischen Leistung erzeugbaren Strommenge nicht ansatzweise ausgleichen kann. Die Kürzungen dürfen nicht dazu führen, dass gar keine Biogaserzeugung mehr möglich ist. Zumindest die kostengünstigen Substrate, insbesondere Rest- und Abfallstoffe, sollten weiterhin zur Biogaserzeugung genutzt werden können.

So ist zum Beispiel die Deponiegasnutzung ohne den Gasaufbereitungsbonus nicht wirtschaftlich. Deponiegas fällt in immer geringeren Volumina und mit geringeren Methangehalten an. Die Verwertung des Deponiegases macht deshalb z. T. nur noch im Gemisch mit Biogas Sinn. Wenn dies durch Gasaufbereitung und -einspeisung geschieht, würde der Wegfall des Gasaufbereitungsbonus die Verwertung des Deponiegases unwirtschaftlich machen.

Der VKU regt an, die Anforderungen hinsichtlich der Nachrotte der festen Gärückstände gemäß § 27a Absatz 2 Ref-E EEG (bzw. § 27a Absatz 3 EEG 2012) dahingehend zu flexibilisieren, dass die Einrichtung zur Nachrotte nicht zwingend mit der Vergärungsanlage unmittelbar verbunden sein muss.

Diese Restriktion kann dazu führen, dass vor Ort anfallende Mengen an Bioabfall nicht energetisch genutzt werden können, da aus Platzgründen eine Nachrotte am Standort der Vergärungsanlage nicht durchgeführt werden kann. Damit gehen in etlichen Städten und Gemeinden Potenziale verloren, vor Ort anfallende Mengen an Bioabfall mittels KWK energetisch und ökologisch zu nutzen, um kleinere und mittlere Nahwärmenetze aufzubauen bzw. größere kommunale Liegenschaften zu versorgen. Gegebenenfalls könnte der Wegfall des Erfordernisses einer „unmittelbaren“ Nachrotte an die Bedingung geknüpft werden, dass die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme zu mindestens 50 Prozent der Jahresmenge für leitungsgebundene Wärme genutzt wird.

Die bilanzielle Teilbarkeit von Biogas, die im Rahmen des geplanten § 27c Absatz 7 für zulässig erklärt werden soll, sollte auch für Bestandsanlagen gelten. Anders als in § 66 Abs. 1 Nr. 4 vorgesehen, sollte die bilanzielle Teilbarkeit allen Bestandsanlagen ermöglicht werden, nicht nur solchen, die nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommen worden sind. Der VKU begrüßt, dass im Rahmen des geplanten § 27c Absatz 7 die bilanzielle Teilbarkeit von Biogas ermöglicht werden soll. Dadurch können bei der gemeinsamen Vergärung unterschiedlicher Einsatzstoffe die erzeugten Gasmengen hinsichtlich ihres Einsatzstoffes unterschieden und verschiedenen Nutzungszwecken zugeführt werden. Der VKU sieht keinen Grund, warum Anlagen, die vor 2012 in Betrieb genommen worden sind, von der bilanziellen Teilbarkeit ausgenommen werden sollen.

Im Übrigen empfiehlt der VKU, zu prüfen, ob die vergütungsfreie Mitverbrennung von Biomasse nach dem europäischen Biomassebegriff zugelassen werden kann. Der europäische Biomassebegriff umfasst z. B. auch Klärschlamm, Sieb- und Rechenreste aus Kläranlagen und Papierschlämme. Es handelt sich also um Abfälle biogenen Ursprungs, die derzeit in Deutschland nur deshalb nicht mitverbrannt werden, weil sie in der BiomasseVO nicht genannt sind.

§ 29 Windenergie an Land

Der VKU schlägt vor, dass die Standortdifferenzierung zwischen 130 Prozent und 80 Prozent des Referenzertrags erfolgt. Zugleich sollte klargestellt werden, dass Anlagen, deren Ertrag weniger als 80 Prozent des Referenzertrags erreicht, wie Anlagen mit einem Ertrag von 80 Prozent, die Anfangsvergütung für die vollen 240 Monate erhalten.

Der VKU begrüßt, dass der Referentenentwurf anerkennt, dass ein wesentlicher Zubau an Standorten mit einem Ertrag unter 82,5 Prozent des Referenzertrages (die bisherige Untergrenze bei der Standortdifferenzierung) erfolgt. Zur optimalen Ausschöpfung dieses Potenzials schlägt der VKU vor, die Untergrenze bei der Standortdifferenzierung auf 80 Prozent festzulegen. Zugleich sollte klargestellt werden, dass auch Anlagen, deren Ertrag weniger als 80 Prozent des Referenzertrags erreicht, gefördert werden. Der Zeitraum für die Anfangsvergütung sollte der gleiche sein, wie bei Anlagen mit einem Ertrag von 80 Prozent des Referenzertrags.

Abschnitt 5. Besondere Förderbestimmungen (Flexibilität)

§§ 32a–32c

Der Flexibilitätszuschlag sollte auch von Anlagen, die Strom aus Biomethan erzeugen, in Anspruch genommen werden können.

Die Einführung eines Flexibilitätszuschlags in Verbindung mit der Kürzung der arbeitsbezogenen Förderung auf die Hälfte der in einem Kalenderjahr mit der installierten elektrischen Leistung erzeugbaren Strommenge wird vom VKU begrüßt, da dies ein Anreiz sein kann, die Stromerzeugung aus Biogas stärker an den Bedürfnissen des Strommarktes auszurichten. Hierbei ist kein Grund ersichtlich, diese Regelung auf Strom aus Biogas zu beschränken und Biomethan auszuschließen. Wie unter § 22 ausgeführt, empfiehlt der VKU einen grundsätzlichen Wechsel von der arbeitsbasierten Förderung hin zu einer kapazitiven Förderung.

Abschnitt 6. Besondere Förderbestimmungen (Ausschreibungen)

§ 33 Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen

Für die Einführung des Pilotausschreibungsmodells für Freiflächenanlagen sollte ein verbindlicher Zeitplan aufgestellt werden. Für die Umsetzung des Auktionsmodells sollte nicht die Bundesnetzagentur zuständig sein, sondern einer markt-basierten Lösung, wie z. B. durch die Einbeziehung der EEX, der Vorzug gegeben werden.

Der angekündigte Systemwechsel weg von der staatlichen Vergütungsfestlegung hin zu einer wettbewerblich ermittelten Förderhöhe wird vom VKU begrüßt. Das in einem ersten Schritt geplante Ausschreibungssystem für Freiflächenanlagen

kann Erkenntnisse liefern, die für die Ausgestaltung des neuen Fördersystems wichtig sein können.

Allerdings vermisst der VKU einen verbindlichen Zeitplan für die Einführung des Pilotmodells und sieht insbesondere vor dem Hintergrund, dass in der Übergangszeit weiterhin Einspeisevergütungen gewährt werden, die Gefahr, dass der Systemwechsel unnötig verzögert wird.

Die geplante Zuständigkeit der Bundesnetzagentur birgt die Gefahr, dass die Einführung von Wettbewerbselementen in der erneuerbaren Stromerzeugung durch regulatorische Tendenzen beeinträchtigt wird. Die Bundesnetzagentur als klassischer Regulator ist für die Durchführung wettbewerblicher Verfahren nicht geeignet. Vielmehr besteht die Gefahr einer zunehmenden Regulierung auch der Wettbewerbsbereiche. Dem sollte entgegen getreten werden.

Der VKU schlägt vor, stattdessen einen Marktakteur, wie etwa die EEX als organisierten Handelsplatz, in die Durchführung des Ausschreibungsmodells mit einzubeziehen. Die EEX verfügt über langjährige Erfahrung mit Auktionen und ist als führende Energiebörse in Europa fachlich und organisatorisch für die Aufgabe prädestiniert. Darüber unterliegt die EEX als öffentlich-rechtliche Börse einer adäquaten Aufsicht.

Empfehlungen des VKU zur Ausgestaltung der Auktion sind unter § 64 (siehe unten) aufgeführt.

Teil 4

Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1. Bundesweiter Ausgleich (§ 34 – 38)

§ 37 Vermarktung und EEG-Umlage

Absatz 2a (Einwände gegen Forderungen der ÜNB)

Das Kündigungsrecht des Übertragungsnetzbetreibers gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen sollte entfallen. Das vorgesehene Recht des Übertragungsnetzbetreibers, den Bilanzkreisvertrag gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bei Zahlungsrückständen unter bestimmten Voraussetzungen zu kündigen, wird vom VKU vor dem Hintergrund kritisch gesehen, dass sich die Zahlungspflicht nach Absatz 2 künftig auf der Grundlage einer bilanzkreisscharfen Meldung ergeben soll, die fehleranfällig ist (vgl. die Ausführungen unter § 49). Fehler, die bei der bilanzkreisscharfen Meldung auftreten, könnten demzufolge gravierende Rechtsfolgen haben.

Absatz 3 Satz 2 (Eigenstromprivileg)

Im Hinblick darauf, dass derzeit noch kein Formulierungsvorschlag zur Frage des Eigenstromprivilegs vorliegt, behält sich der VKU eine Stellungnahme zu einem

späteren Zeitpunkt vor, wie dies auch im Anhörungsschreiben des BMWi in Aussicht gestellt worden ist. Der VKU bittet vorab um Berücksichtigung der folgenden Erwägungen:

Bestehende Anlagen sowie Ertüchtigungs- und Modernisierungsmaßnahmen im Bestand dürfen nicht unter den Anwendungsbereich der geplanten Regelung fallen. Die Eigenstromerzeugung aus neu in Betrieb genommenen Anlagen (abzüglich des Eigenbedarfs der Stromerzeugungsanlagen) sollte grundsätzlich in die EEG-Umlage einbezogen werden, wobei der wirtschaftliche Betrieb besonders nachhaltiger und energiewirtschaftlich sinnvoller Erzeugungskonzepte (insbesondere KWK, Klärgas, Deponiegas) gewährleistet bleiben muss.

Abschnitt 2. Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (§ 40 - 44)

Im Hinblick darauf, dass derzeit noch kein konkreter Vorschlag zur Ausgestaltung der besonderen Ausgleichsregelung vorliegt, behält sich der VKU eine Stellungnahme zu einem späteren Zeitpunkt vor.

Teil 5 Transparenz

Abschnitt 1. Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten (§ 45 – 52)

Die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten sollten soweit wie möglich mit dem einzurichtenden Anlagenregister verzahnt werden. Durch eine Vereinheitlichung bestehender Datenmeldeverpflichtungen kann eine spürbare Entlastung der von Meldepflichten betroffenen Unternehmen erreicht werden.

§ 49 Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Die geplante Vorgabe, wonach die Mitteilung der an Letztverbraucher gelieferten Energiemenge an den Übertragungsnetzbetreiber bilanzkreisscharf erfolgen muss, sollte entfallen.

Eine Pflicht zur bilanzkreisscharfen Meldung würde einen erheblichen Mehraufwand generieren. Hinzu kommt, dass es aufgrund der rollierenden Ablesungen, aufgrund von Lieferungen an Arealnetze und bei EEG-selbstabwickelnden Kunden teilweise zu Abweichungen zu den Bilanzkreiszahlen kommen würde. Zudem müsste ein eigener Prozess zum Abgleich der Mengen zwischen Vertrieb und Handel erfolgen. Da im Bilanzkreis die Endkundenmengen und die Handelsmengen zusammen abgerechnet werden, bedarf das wieder einer eigenen Berechnung.

Teil 7 Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

Abschnitt 1. Verordnungsermächtigungen (§ 64 – 64 h)

§ 64 Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen

Der VKU begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt wird, eine Rechtsverordnung zur Ausschreibung der Förderung von Freiflächenanlagen zu erlassen. Die zur Einführung des Ausschreibungsmodells regelungsbedürftigen Punkte werden durch die Rechtsverordnung im Wesentlichen adressiert.

Aus Sicht des VKU sollte in der Rechtsverordnung festgelegt sein, dass die finanzielle Förderung grundsätzlich für die Bereitstellung installierter Leistung in Euro pro Kilowatt zu gewähren ist. Es ist positiv hervorzuheben, dass unter § 64 Abs. 1 Nr. 5 immerhin die Möglichkeit geschaffen wird, die finanzielle Förderung für die Bereitstellung installierter Leistung in Euro pro Kilowatt zu gewähren. Dies entspricht einer der Kernforderungen des VKU, nämlich anstelle der elektrischen Arbeit die Kapazität einer Anlage zu fördern, damit sich die Einsatzweise der Anlage nach der Angebots- und Nachfragemenge am Strommarkt richtet. Angesichts der Bedeutung dieses Aspektes sieht der VKU eine gesetzgeberische Entscheidung zugunsten einer Kapazitätsprämie als notwendig an.

Der VKU schlägt vor, den Regelungsgegenstand der Verordnung wie folgt zu ergänzen:

§ 64 Abs. 1 Nr. 1

- In der Rechtsverordnung sollte auch geregelt werden, mit welchem Vorlauf die Ausschreibungen in den jeweiligen Technologien stattfinden sollen, d. h. wie viele Jahre im Voraus die Auktion durchzuführen ist, wenn die entsprechenden Anlagen z. B. im Jahr 2017 in Betrieb gehen sollen.

§ 64 Abs. 1 Nr. 2

- Anforderungen an Anlagenstandorte sollten in der Rechtsverordnung nur abstrakt geregelt werden dürfen, etwa dahingehend, dass die Flächen bestimmte Geeignetheitskriterien erfüllen müssen. Die Standortwahl sollte den Investoren überlassen bleiben. Dies ist auch wichtig, um die in Nr. 9 vorgesehene Übertragbarkeit von Förderberechtigungen sicherzustellen. Wenn die Förderberechtigung an einen bestimmten Standort gebunden ist, schränkt dies die Möglichkeiten der Übertragung deutlich ein.

§ 64 Abs. 1 Nr. 5

- Die Rechtsverordnung sollte Regelungen über den Förderzeitraum enthalten, über den beispielsweise eine Kapazitätszahlung verteilt wird, um einen zusätzlichen Anreiz für den dauerhaften Anlagenbetrieb zu geben.

Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für alle Anlagen

Der VKU empfiehlt schon jetzt, eine Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für die sonstigen erneuerbaren Erzeugungsarten (insbesondere Wind und Biomasse) in das EEG aufzunehmen.

Da nach § 1a die Höhe der finanziellen Förderung für EEG-Strom bis spätestens 2017 grundsätzlich durch Ausschreibungen ermittelt werden soll, sollte schon jetzt eine entsprechende Ermächtigungsgrundlage geschaffen werden, damit die Systemumstellung mit der nötigen Sorgfalt und Weitsicht geplant werden kann. Zum Regelungsgegenstand gelten die obigen Ausführungen entsprechend. Zusätzlich wäre in dieser Rechtsverordnung festzulegen, dass Anlagen unterhalb einer bestimmten Leistungsgrenze von der Teilnahme an den Ausschreibungen befreit sind, da sich die Versteigerung von Förderberechtigungen im Kleinstanlagenbereich als zu aufwändig erweisen könnte. Für Kleinstanlagen sollte sich die Höhe der Förderung am Zuschlagspreis für Anlagen oberhalb des Schwellenwertes, die in dem betreffenden Jahr in Betrieb gehen, orientieren. Hierfür sollte der Preis der letzten Auktionsrunde herangezogen und gegebenenfalls um einen Betrag, der den Größennachteil ausgleicht, aufgestockt werden.

§ 64e Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Hinsichtlich der Ausgestaltung des Anlagenregisters wird auf die Ausführungen zu § 3a verwiesen.

§ 64f weitere Verordnungsermächtigungen

Die Verordnungsermächtigung nach § 64 f Nr. 3 sollte gestrichen werden.

Mit dieser Verordnungsermächtigung erhält die Bundesregierung das Recht, den Wegfall der Managementprämie kompensierenden Zuschlag auf den anzulegenden Wert für Bestandsanlagen nachträglich auch abzusenken. Sollte in dieser Weise von der Verordnungsermächtigung Gebrauch gemacht werden, so stellt dies einen Eingriff in den Bestandsschutz der Bestandsanlagen dar. Dies könnte zudem dazu führen, dass Bestandsanlagen wieder vermehrt auf die Einspeisevergütung zurückgreifen würden, was der Intention des Gesetzes im Hinblick auf die Marktintegration der erneuerbaren Energien zuwider liefe.

§ 65b Ausschreibungsbericht

Der VKU weist darauf hin, dass die Erfahrungen mit dem PV-Pilotausschreibungsmodell nur begrenzt auf Wind-Ausschreibungen übertragbar sein werden. Dies sollte berücksichtigt werden, wenn auf der Grundlage des Ausschreibungsberichts Handlungsempfehlungen erarbeitet werden.

Abschnitt 3. Übergangsbestimmungen (§ 66 – 69)

§ 66 Allgemeine Übergangsbestimmungen

Anlagen, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen werden, sollten ausnahmsweise nach dem EEG 2012 vergütet werden, wenn

1. die Anlagen nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen,
2. die Anlagen sich am 8. April 2014 im Genehmigungs- oder Zulassungsverfahren befunden haben und
3. die Anlagen bis einschließlich 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind.

Die bevorstehende EEG-Reform wird die Branche vor grundlegende Veränderungen stellen. Daher ist es wichtig, den Investoren genügend Zeit zu geben, sich auf die geänderten Rahmenbedingungen einzustellen. Projekte, die sich bereits in der Realisierung befinden, sollten zu Ende geführt werden können, auch wenn sie nicht rechtzeitig zum Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen werden können. In besonderer Weise gilt dies für Anlagen zur Verstromung von Biomasse und Biogas, die ökologisch sinnvolle Einsatzstoffe verwenden (z. B. Waldresthölzer und Landschaftspflegehölzer) und zur Umsetzung der nationalen sowie europäischen Ziele zum Ausbau der KWK, der Fern-/Nahwärme sowie der Wärme aus EE beitragen, zumal deren Anzahl überschaubar ist.

Der VKU schlägt vor, nicht auf den Zeitpunkt der Genehmigungserteilung abzustellen, sondern darauf, dass sich eine Anlage am Stichtag im Genehmigungs- bzw. Zulassungsverfahren befunden hat.

Der Zeitpunkt der Genehmigungs- bzw. Zulassungserteilung ist davon abhängig, mit welchem Tempo und mit welcher Priorisierung die Genehmigungsbehörde einen Antrag bearbeitet. Da die Genehmigungsdauer von Behörde zu Behörde sehr unterschiedlich sein kann, würde dieses Abgrenzungskriterium dazu führen, dass Sachverhalte, die im Hinblick auf das schutzwürdige Vertrauen vergleichbar sind, im Ergebnis unterschiedlich behandelt werden.

Für den Bestandsschutz sollte allein darauf abgestellt werden, dass sich die betreffende Anlage am Stichtag im Genehmigungsverfahren befunden hat. Dies setzt voraus, dass ein qualifizierter Antrag eingereicht wurde. Damit liegt ein eindeutiges Abgrenzungskriterium vor, welches alle Projekte berücksichtigt, in die im Vertrauen in die bis dahin bestehenden gesetzlichen Regelungen in hohem Maße investiert wurde (jahrelange Projektvorbereitung, kostenträchtige Vorbereitung der Antragsunterlagen, Gebühren im Antragsverfahren).

Als Stichtag schlägt der VKU vor, nicht auf den 22. Januar, sondern auf den 8. April, also das voraussichtliche Datum des Kabinettsbeschlusses abzustellen.

Die Eckpunkte der Bundesregierung vom 22. Januar 2014 ermöglichten eine erste Orientierung, doch erst der Gesetzentwurf versetzt die Investoren in die Lage, die künftigen Förderbedingungen abzuschätzen und diekeit geplanter Projekte neu zu bewerten. Insbesondere die weitgehenden Förderkürzungen bei der Biomasse, von denen auch Abfall und Reststoffe betroffen sind, waren so nicht vorhersehbar, zumal sich die Investoren auf die Aussage im Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 verlassen haben, wonach in der Realisierung befindliche Investitionen Vertrauensschutz genießen. Ein Run auf die Genehmigungsbehörden kann durch die vom VKU vorgeschlagene Regelung nicht entstehen, da nur berücksichtigt wird, wer vor dem Kabinettsbeschluss seinen qualifizierten Antrag gestellt hat.

Im Hinblick auf langwierige und kostspielige Planungs-, Genehmigungs-, Liefer- und Bauphasen – insbesondere im Bereich der Windenergie und der Biomasse – sollte hier ein hinreichender und praxisnaher Zeitraum eingeräumt werden, um beantragte Projekte auch in die Umsetzung zu bringen. § 66 Abs. 3 sollte entsprechend angepasst werden, um dem Planungshorizont bei großen Erzeugungsanlagen gerecht zu werden.

Hinsichtlich der Übergangsregelung zur Fernsteuerbarkeit bestehender Anlagen wird folgende Ergänzung des § 66 Abs. 1 (nach Ziffer 5) vorgeschlagen: „§ 22a Nr. 2 findet erst ab dem 01.01.2016 Anwendung“

Zur Begründung wird auf die Ausführungen zu § 22b verwiesen.

§ 66 Abs. 1 Nr. 7 sollte ersatzlos gestrichen werden.

Die Managementprämie für fluktuierende EEG-Bestandsanlagen soll nach § 66 Abs. 1 Nr. 8 ab dem Jahr 2015 auf 0,45 ct/kWh reduziert werden. Die Höhe dieser Managementprämie ist sachgerecht, da sie eine kostendeckende dezentrale Vermarktung des erneuerbaren Stroms ermöglicht. Gleichwohl findet sich im § 66 Abs. 1 Nr. 7 eine Unklarheit, da für den gleichen Sachverhalt eine Reduktion auf 0,40 ct/kWh vorgesehen ist. Insoweit ist eine Streichung der Nr. 7 des § 66 Abs. 1 angezeigt.

§ 67 Übergangsbestimmungen für Strom aus Biomasse

Anlagen zur Verstromung von Biomethan, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen werden, sollten nach dem EEG in der Fassung gefördert werden, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlagen gilt.

Unternehmen, die in den letzten Jahren Biomethanaufbereitungsanlagen in Betrieb genommen haben, haben diese Investitionen in der Erwartung getätigt, dass es einen langfristigen, tendenziell steigenden Absatzmarkt für Biomethan gibt. In-

folge der geplanten Förderkürzungen bei der Biomethanverstromung ist nicht davon auszugehen, dass nach Inkrafttreten der Novelle bzw. nach Auslaufen der Übergangsbestimmungen noch weitere Biomethanverstromungsanlagen in Betrieb genommen werden. Dadurch drohen den Betreibern von Biomethanaufbereitungsanlagen immense wirtschaftliche Schäden, die nicht vorherzusehen waren. Um dem berechtigten Vertrauen der Investoren Rechnung zu tragen, sollten die bereits getätigten Investitionen dadurch geschützt werden, dass die Verstromung des in ihren Anlagen aufbereiteten Biomethans weiterhin nach bisherigem Recht gefördert wird, selbst wenn die Verstromungsanlagen nach dem 01.08.2014 in Betrieb genommen werden.

Grünstromprivileg: Keine unterjährige Abschaffung

Das Grünstromprivileg sollte nicht unterjährig, sondern erst zum Jahreswechsel 2014/15 gestrichen werden.

Eine unterjährige Abschaffung des Grünstromprivilegs bedeutet ein massives Risiko für die Lieferanten und Anlagenbetreiber, aber auch für deren Endkunden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten (1 Monat zum Monatsersten) müssten die Lieferanten bereits Ende Juni ihre EEG-Anlagen abmelden – noch bevor die EEG-Novelle endgültig verabschiedet sein wird.

Weiterhin sind die Verträge sowohl zwischen Lieferant und Anlagenbetreiber als auch zwischen Endkunde und Lieferant auf Jahresbasis abgeschlossen, so dass hier Rechtsstreitigkeiten und Zusatzkosten zu erwarten sind. Zudem sind die Endkunden plötzlich damit konfrontiert, sich einen neuen Lieferanten zu suchen, da ein Grünstromprivileg-Lieferant bisher explizit keine anderen Produkte vertreiben konnte.