

**9. Fachgespräch der Clearingstelle EEG**  
**am 9. September 2011**  
**„Das EEG 2012“**  
**Tagungsprotokoll**

Am 9. September 2011 fand im Harnack-Haus der Max-Planck-Gesellschaft das 9. Fachgespräch der Clearingstelle EEG zum Thema „Das EEG 2012“ statt. Herr *Dr. Sebastian Lovens*, Leiter der Clearingstelle EEG, eröffnete die mit über 300 Anmeldungen bisher größte Veranstaltung der Clearingstelle EEG. In seinem Begrüßungsvortrag gab Herr Dr. Lovens einen Überblick über in die Entwicklungen der Clearingstelle EEG seit dem letzten Fachgespräch im Mai 2011. Die Clearingstelle EEG sei mit einem enormen Zuspruch von Anlagen- und Netzbetreibern<sup>1</sup> konfrontiert. Sie erhalte mehr als 1000 Anfragen pro Jahr. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) habe daher in diesem Jahr eine Erweiterung der Clearingstelle um zwei Mitarbeiter ermöglicht. Daraufhin konnten jüngst Frau Katja Engwicht und Herr Philip Hainbach neu eingestellt werden. Herr Dr. Lovens wies auf die dem Tagungsband beiliegende neue Broschüre der Clearingstelle EEG hin, welche erstmals nicht nur die Arbeitsergebnisse der Clearingstelle EEG wiedergibt, sondern auch ihre Struktur, Arbeitsweise und Personal beschreibt. Der Tagungsband enthalte desweiteren eine konsolidierte Arbeitsausgabe des EEG 2012 der Clearingstelle EEG, welche auch bald auf der Internetseite zum Download bereitgestellt werde. Ebenfalls im Tagungsband enthalten sei eine Ausgabe der Zeitschrift *Recht der Erneuerbaren Energien (REE)*, in welcher die Clearingstelle EEG seit dem 2. Heft/2011 in der Rubrik „Bericht aus der Clearingstelle EEG“ ihre wesentlichen Verfahrensergebnisse veröffentliche. Im Anschluss ging Herr Dr. Lovens kurz auf das Thema des 9. Fachgesprächs ein. Er fasste den Entstehungsprozess des EEG 2012 zusammen und betonte die Bedeutung der Novelle für die Clearingstelle EEG.

In dem ersten Vortrag stellte Herr *Dr. Guido Wustlich* aus dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) das EEG 2012 im Überblick vor. Zunächst ging er auf den politischen Hintergrund der Novelle ein, insbesondere auf die Ziele des Energiekonzepts, welches eine Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 – 95 % und eine Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 80 % in 2050 vorsehe. Die EEG-Novelle sei ein zentraler Bau-

<sup>1</sup>Aus Gründen der Vereinfachung ist im folgenden Text jeweils die männliche Form verwendet worden. Die jeweiligen Begriffe gelten jedoch in der weiblichen Form entsprechend.

stein zur Umsetzung der Ziele und wurde zügig umgesetzt. Danach ordnete Herr Dr. Wustlich die Novelle in den Zusammenhang der anderen Maßnahmen des Energiekonzepts ein.

Im zweiten Teil seines Vortrags ging er konkret auf die Neuregelungen im EEG 2012 ein. Zuerst erläuterte er kurz die allgemeinen Bestimmungen im 1. Teil (§§ 1 – 15 EEG 2012). Die zentrale Vorschrift zu den Begriffsbestimmungen wurde deutlich ausgebaut, um Übersichtlichkeit, Verständlichkeit und praktische Handhabbarkeit des Gesetzes zu verbessern. Beispielsweise werde nun beim Leistungsbegriff zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung eindeutig unterschieden. Daneben sei das Begriffspaar Biogas und Biomethan eingeführt worden, wobei die Vorschriften, in denen Biogas erwähnt werde, auch für Biomethan gelten. An anderen Stellen habe es ausdrücklich keine Änderungen gegeben, z. B. beim Netzanschlusspunkt. Dieser Begriff spiele in der Praxis eine große Rolle und bereite einige Schwierigkeiten. Aufgrund ergangener Gerichtsentscheidungen und eines laufenden Empfehlungsverfahrens der Clearingstelle EEG habe man jedoch zugunsten der Planungssicherheit von einer Änderung abgesehen. Änderungen habe es beim Anlagenbegriff für Biogas gegeben, nämlich bei Satelliten-BHKW. Diese werden nun zu einer Anlage zusammengefasst. Insgesamt sei auf Kohärenz zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geachtet worden, insbesondere verweise das EEG beim Messwesen nun auf das EnWG. Die entsprechende, vor zweieinhalb Jahren ergangene Empfehlung der Clearingstelle EEG sei deshalb überholt und das BMU würde die Einleitung eines neuen Verfahrens begrüßen. Neu sei auch die Bestimmung zu vertraglichen freiwilligen Vereinbarungen zur Abschaltung von Erneuerbare Energien-Anlagen, insbesondere bei negativen Börsenpreisen (§ 8 Abs. 3a EEG 2012). Weiterhin gebe es eine Reihe von Änderungen beim Einspeisemanagement, das nun bei allen neuen Anlagen ab 100 kW verpflichtend festgeschrieben sei. Alle neuen PV-Anlagen müssten nun in die Fernsteuerung eingezogen werden. Dies sei eine Klarstellung nach einer entsprechenden Entscheidung der Clearingstelle EEG. Bei weniger als 30 kW könne alternativ die Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzt werden. Eine Nachrüstungspflicht für bestehende PV-Bestandsanlagen bestehe ab 100 kW. Allgemein sei beim Einspeisemanagement eine bessere Verzahnung mit dem EnWG vorgenommen worden. Grundsätzlich werde Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gleichrangig geregelt. Eine Ausnahme stelle das so genannte vereinfachte Einspeisemanagement dar, nach dem PV-Anlagen unter 100 kW nachrangig geregelt werden könnten. Dies habe technische Gründe. Im Übrigen gäbe es derzeit keine sonstige Abschaltreihen-

folge. Nun habe aber die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Kompetenz, die Abschaltreihenfolge festzusetzen. Die Entschädigung für Abschaltungen im Einspeisemanagement wurde bei neuen Anlagen auf 95 % der entgangenen Einnahmen reduziert; es sei denn, die entgangenen Einnahmen überstiegen 1 % der Jahreseinnahmen.

Nach der Erläuterung der allgemeinen Bestimmungen ging Herr Dr. Wustlich auf die Förderung ein. Diese sei aufgrund der verschiedenen Förderpfade nun vielfältiger. Die feste Einspeisevergütung bleibe bestehen. Daneben stehe aber auch die Direktvermarktung offen, für welche das EEG 2012 drei Wege vorsehe:

- Die Inanspruchnahme der Marktprämie bei Direktvermarktung,
- die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs
- sowie die sonstige Direktvermarktung ohne finanzielle Förderung durch das EEG.

Letztere Option sei ökonomisch nicht attraktiv, aber möglich. Ein Vorteil sei hier aber, dass der Strom als Strom aus Erneuerbaren Energien gekennzeichnet werden kann. Bei der Einspeisevergütung und der Marktprämie müsse der Strom als Börsenstrom bzw. Graustrom ausgewiesen werden. Danach führte Herr Dr. Wustlich die Teilnehmer durch die Regelungen der festen Einspeisevergütung. Diese werden grundsätzlich fortgeführt wie bisher. Es gäbe aber eine wichtige Ausnahme: Ab 2014 entfalle die feste Einspeisevergütung für Biogasanlagen mit einer Leistung über 750 kW, die dann in die Direktvermarktung mit Marktprämie gehen müssten. Die Bundesregierung halte diese Anlagen für am geeignetsten, um die Potenziale der bedarfsgerechten Einspeisung zu erschließen. Der Rechtsrahmen zur Zwischenspeicherung in § 16 Abs. 2 EEG 2012 sei verbessert und klargestellt worden. Die Rechtsfolgen bei Regelverstößen seien in § 17 Abs. 1 EEG 2012 neu geregelt worden: Grundsätzlich werde die Einspeisevergütung reduziert auf den Marktwert. Dann ging Herr Dr. Wustlich auf die Einspeisevergütung für die einzelnen Energieträger ein. Bei der Wasserkraft sei die Vergütung vereinheitlicht und vereinfacht worden. Die ökologischen Anforderungen seien an das neue Wasserrecht angepasst und der natürliche Zufluss von Speichern in der Vergütung mit aufgenommen worden. Bei der Biomasse sei hingegen die gesamte Vergütungsstruktur verändert worden, da die bisherigen Regelungen (Grundvergütung + Boni) sich als intransparent und teurer erwiesen hatten. Es gebe nun eine Grundvergütung sowie zwei Einsatzstoffvergütungsklassen

(I und II), wobei die Zugehörigkeit der Stoffe zu diesen Klassen in der ebenfalls novellierten Biomasseverordnung (BiomasseV) geregelt sei. Ziel der Änderungen bei Biomassevergütung sei es im Übrigen gewesen, die Überförderung bei kleinen Anlagen abzubauen und die Vergütung bei größeren Anlagen im Interesse der Effizienz und bedarfsgerechten Einspeisung anzuheben. Trotzdem sei eine eigene Vergütungsklasse für kleine Gülleanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen eingeführt worden. Der Bonus für Gasaufbereitung sei beibehalten worden; ansonsten seien alle Boni abgeschafft. Dann stellte Herr Dr. Wustlich die Nachhaltigkeits- und Ressourceneffizienzanforderungen für die Biomassenutzung vor. Jede Biomassenutzung müsse eines von drei Kriterien erfüllen: Entweder müsse im Interesse der Energieeffizienz und des Klimaschutzes ein Mindestanteil Wärme genutzt werden. Alternativ könne (bei Biogasanlagen) in der Anlage ein Mindestanteil Gülle eingesetzt werden. Ansonsten könne die Anlage in die Direktvermarktung gehen, um bedarfsorientiert einzuspeisen und so zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien beizutragen. Erfüllten Anlagen keiner dieser Voraussetzungen, würden sie keine Vergütung erhalten. Dann fasste Herr Dr. Wustlich die Änderungen bei der Geothermie und der Windenergie zusammen. Bei der Windenergie sei beispielsweise der Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) verlängert worden. Bei der Fotovoltaik könne die Eigenverbrauchsvergütung künftig durch Verordnung an technische Anforderungen gekoppelt werden. Ob die Bundesregierung von der Ermächtigung Gebrauch machen werde, sei noch offen. Die wichtigste praktische Neuerung sei mit einer Regelung zum Modultausch vorgenommen worden. Dazu habe es eine Vielzahl von Anfragen sowie ein Verfahren der Clearingstelle EEG zum EEG 2004 gegeben. Unklar sei noch die Rechtslage im Falle des Modulaustausches bei Bestandsanlagen unter Geltung des EEG 2009. Dies könne ein weiteres Verfahren der Clearingstelle EEG klären. Rechtssicherheit bestehe jedenfalls ab dem 1. Januar 2012.

Dann ging Herr Dr. Wustlich auf den zweiten Förderpfad der Direktvermarktung ein. Der Ausbau dieses Förderpfades sei die eigentliche Neuerung im EEG 2012. Ziel der Direktvermarktung sei es, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an den Markt heranzuführen. Sie solle sich am Strombedarf und der Nachfrage orientieren. Das Lastverschiebungspotenzial der Erneuerbaren Energien solle erschlossen werden. Der bisherige § 15 EEG 2009 wurde auf einen ganzen Abschnitt ausgebaut – §§ 33a-33i EEG 2012. Die Bundesregierung habe dabei den Ansatz „fördern und fordern“ verfolgt. Die Direktvermarktung sei nur optional („fördern“), jedoch für neue große Biogasanlagen ab 2014 verpflichtend („fordern“). Es sei eine Reihe von Anreizen für den Einstieg in die Direktvermarktung geschaffen wor-

den, z. B. den Ausgleich der Mehrkosten durch eine Marktprämie. Die maßgeblichen Förderinstrumente in der Direktvermarktung seien die Marktprämie und das Grünstromprivileg. Er stellte das Modell der Marktprämie und deren Berechnung im Einzelnen vor. Dann ging Herr Dr. Wustlich auf das aus dem EEG 2004 bekannte Grünstromprivileg ein. Die Anforderung – die er kurz zusammenfasste – seien eingeschränkt und restriktiver gefasst worden, um Missbrauch vorzubeugen. Am Schluss ging Herr Dr. Wustlich noch auf den Belastungsausgleich ein. Der Ausgleichsmechanismus werde grundsätzlich fortgeführt. Nur in wenigen Punkten habe es Änderungen gegeben. Eingeführt worden sei beispielsweise eine Liquiditätsreserve bei der EEG-Umlage. Weitere Änderungen seien auf eine Novelle der Ausgleichsmechanismusverordnung – auf Grundlage eines Berichts über den Änderungs- und Fortentwicklungsbedarf durch die BNetzA – verschoben worden. Ausnahmen von der bundesweiten Wälzung gäbe es im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelungen. Es habe eine Öffnung für mittelständische, stromintensive Unternehmen gegeben. Die Voraussetzungen seien ausgedehnt, die Eintrittsschwelle abgesenkt und die Antragsstellung erleichtert worden. Die Stromintensitätsgrenze sei abgesenkt worden. Ausnahmen gäbe es auch bei dem industriellen Eigenverbrauch. Dieser sei nicht EEG-umlagepflichtig. Die Voraussetzungen seien eingeschränkt worden.

Herr Dr. Wustlich ging schließlich auf die sonstigen Änderungen der Novelle ein. Die Stromkennzeichnung sei grundsätzlich modernisiert, die Aufgaben der BNetzA erweitert und das Konzept der Clearingstelle EEG fortentwickelt und erheblich ausgebaut worden. In seinem Fazit hielt Herr Dr. Wustlich fest, dass die bewährten Grundstrukturen fortgeführt, die Kosteneffizienz gesteigert, die Rechtsanwendung erleichtert und mit der Direktvermarktung der Weg in das regenerative Zeitalter aufgezeigt worden sei. Herr Dr. Lovens dankte Herrn Dr. Wustlich für die Einführung in die Novelle. Er fügte an, dass die Clearingstelle EEG sich in diesem Jahr noch mit dem Thema Modultausch im EEG 2009 beschäftigen werde.

Herr *Jörg Meyenborg* von der BNetzA ging in seinem Vortrag auf die neuen Aufgaben und Befugnisse der BNetzA nach dem EEG 2012 ein. Er begann mit den Änderungen, die die operative Arbeit der BNetzA unmittelbar berührten. Dazu gehöre die Ermittlung der Degressionssätze für PV-Anlagen. Diese Befugnisse seien spezifiziert worden. Die Degressionssätze seien nun zweimal im Jahr zu ermitteln. Nunmehr habe die BNetzA einen Monat Vorlauf für die Auswertung der Daten. Marktteilnehmer hätten künftig mehr Zeit, sich auf die Änderungen einzustellen. Zu den wichtigen Änderungen gehöre die Verringerung des Vergütungssatzes

bei fehlender Meldung von PV-Anlagen bei der BNetzA in § 17 Abs. 2 EEG 2012. Dann ging er auf die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen und ihre Relevanz für die Arbeit der BNetzA ein. Der BNetzA seien nun Standort und Leistung der Anlage zu melden, um die Prämie in Anspruch nehmen zu können. Nach der Einschätzung von Herrn Meyenborg werde die BNetzA dafür noch eine Formatvorlage zur Verfügung stellen und eine Registrierungsbestätigung versenden, da diese dem Netzbetreiber vorgelegt werden muss. Er wies außerdem auf neue Verordnungsermächtigung zur Einführung eines Anlagenregisters in § 64e EEG 2012 hin, welches als öffentliches Verzeichnis geführt werden soll. Die Einführung dieses Registers und seine Ausgestaltung seien noch offen; die Einführung würde aber von der BNetzA begrüßt. Eine alte, neue Aufgabe der BNetzA sei die Überwachung des Wälzungsmechanismus. Dazu gehöre im Einzelnen die Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Bestimmung, Ermittlung und Veröffentlichung der EEG-Umlage, die Ausschüttung der Vergütungszahlung durch die Netzbetreiber und – neu – die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs nach § 39 EEG 2012. Grundlage für die Überwachung sei die jährliche Datenerhebung bei Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern sowie Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Durch die Änderungen des Systems werde die BNetzA bei der Datenerhebung wohl noch einmal Hand anlegen und im Zweifelsfall vertiefte Einzelfallprüfungen vornehmen müssen. Die Überwachungsbefugnisse der BNetzA seien ausgeweitet und konkretisiert worden. Neu und explizit geregelt sei die Überprüfung der ersten Wälzungsstufe. Die BNetzA könne nun bei begründetem Verdacht bei Anlagenbetreibern Kontrollen durchführen. Eine neuer, wesentlicher Punkt seien die Festlegungsbefugnisse für die BNetzA in einigen Bereichen nach § 61 Abs. 1 b EEG 2012, auf die Herr Meyenborg näher einging. Diese würden unter anderem den Wechsel zwischen den verschiedenen Formen der Direktvermarktung betreffen. Er sei sicher, dass hier Handlungsbedarf entstehen werde. Dieser könne aber vor 2012 nicht benannt werden. Die Befugnisse bei der Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs bei den Veröffentlichungspflichten und der Berechnung der Marktprämie werde nach Einschätzung Herrn Meyenborgs erst einmal keine große Rolle spielen, da der PV-Eigenverbrauch relativ wenig genutzt werde. Wichtig seien auch die Befugnisse beim Einspeisemanagement. Der von der BNetzA veröffentlichte Leitfaden (Einspeisemanagement-Leitfaden) gebe bereits vor, nach welchen Kriterien ein Netzbetreiber Anlagen abschalten müsse. Die BNetzA könne nun die Abschaltreihenfolge der Erneuerbare-Energien-, KWK- und Grubengasanlagen untereinander verbindlich regeln. Eine Festlegung werde nicht sofort erfolgen. Herr

Meyenborg vermute, dass es zuerst nur ein Positionspapier der BNetzA geben wird. In Zukunft werde es aber sicher verstärkt Einspeisemanagement-Maßnahmen geben. Für die BNetzA werde dabei das Hauptkriterium die Netzsicherheit sein. Es könne dabei durchaus Fälle geben, bei denen technische Voraussetzungen eine Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen erfordert, obwohl noch konventionelle Anlagen am Netz seien. Konkrete Kompetenzen für die BNetzA beim Einspeisemanagement fänden sich auch noch im § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012. Er wies auch auf die saubere Verzahnung zu Bestimmungen des EnWG (insb. zum § 13 EnWG) hin. Die Abschaltreihenfolge aus dem Leitfaden fände sich hier nun grundsätzlich 1:1 wieder. Ein wichtiger Punkt sei auch die neue Befugnis zur Einführung eines Einspeisemanagementregisters. Hier werde die BNetzA – obwohl noch nicht abgestimmt – wohl handeln müssen, um Transparenz zu schaffen. Ein interessanter und neuer Aspekt sei auch die Überwachung der Stromkennzeichnung durch die BNetzA. Auch hier gebe es eine Verzahnung zum EnWG, nämlich eine Ergänzung der Befugnis der BNetzA, die deutlich geänderten allgemeinen EnWG-Regelungen zur Stromkennzeichnung zu überwachen (§ 42 EnWG). Herr Meyenborg stellte die Regelungen im Einzelnen vor. Zuletzt wies Herr Meyenborg auf den Bericht zur Drittvermarktung hin. Die BNetzA müsse bis Ende 2011 einen Evaluierungsbericht zum Ausgleichsmechanismus verfassen, welcher auch Optionen zur Drittvermarktung (d. h. eine Vermarktung nicht über den Übertragungsnetzbetreiber) enthalte. Derzeit werden mit einem Gutachter entsprechende Drittvermarktungsmodelle entwickelt. Mitte September werde es dazu auch eine Internet-Konsultation geben. Solche Modelle könnten – falls sie sich als sinnvoll darstellen – auf Verordnungswege umgesetzt werden (vgl. Verordnungsermächtigungen in § 11 Ausgleichsmechanismusverordnung und in § 64c EEG 2012).

In dem dritten und letzten Vortrag am Vormittag ging Herr *Uwe Holzhammer* vom Fraunhofer IWES auf die neue Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen (§ 33i EEG 2012) ein. Er erläuterte zuerst die Anspruchsvoraussetzungen für den Erhalt dieser Prämie. Anlagenbetreiber müssten eine Reihe von Daten (Standort, installierte Leistung, Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie) an die BNetzA melden, daneben einen Nachweis über die Eignung der Anlage für bedarfsorientierten Betrieb durch einen Umweltgutachter erbringen und dem Netzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab mitteilen. Außerdem müssten sie bestimmte Anforderungen an die Wärmenutzung erfüllen. Der Strom sei direkt zu vermarkten unter Inanspruchnahme der Marktprämie oder mittels sonstiger Direktvermarktung. Eine Kombination mit dem Grünstromprivileg sei ausgeschlossen.

Herr Holzhammer erläuterte dann die Formeln zur Errechnung der Flexibilitätsprämie aus Anlage 5 Nr. 2.2 EEG 2012. Zentral sei die Definition der Zusatzkapazität als Grundvoraussetzung zur Ermittlung der Vergütungshöhe. Dafür benötige man die Daten über die installierte Leistung und die Jahresdurchschnittsleistung (Bemessungsleistung) der Anlage. Dann ging er auf die Grenzen der anrechenbaren Zusatzkapazität ein, die in § 33i Nr. 2 EEG 2012 bzw. Anlage 5 Nr. 2.2 EEG 2012 festgelegt seien. Danach erläuterte er die Formel zur Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie nach Anlage 5 Nr. 2.1 EEG 2012. Herr Holzhammer stellte die möglichen zusätzlichen Einnahmen durch die Wertsteigerung des produzierten Stroms aus Biogas und Biomethan dar, welche durch die gezielte Direktvermarktung des Stroms nach § 33 Nr. 1 oder 3 EEG 2012 erzielt werden könnten. Im Anschluss ging er auf die Kosten für die bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan ein und erläuterte diese an konkreten Beispielen. Er stellte zuletzt die Mehrkosten einer bedarfsorientierten Stromerzeugung aus Biomethan und Biogas den möglichen Erlösen gegenüber.

In der anschließenden Diskussion zum Vormittag stellte ein Teilnehmer fest, dass im neuen EEG auf Netzführung besonderer Wert gelegt worden sei. Er fragte, weshalb folgerichtig nicht auch Pumpspeicherkraftwerke finanziell gefördert würden. Herr Dr. Wustlich antwortete, dass die Rechtslage für die Speicherkraftwerke bei der EEG-Vergütung insofern verbessert worden sei, dass nun der natürliche Zufluss die Wasserkraftvergütung in Anspruch nehmen könne. Darüber sollen Pumpspeicher im EEG aber nicht gefördert werden. Die Speicherung entstehe ja erst durch Strominsatz und sei damit nicht erneuerbar und wirtschaftlich auch nicht erforderlich. Wie alle anderen Kraftwerke fallen sie in den Anwendungsbereich des EnWG. Eine andere Teilnehmerin wollte wissen, ob das Einspeisemanagementregister öffentlich zugänglich sein werde. Herr Meyenborg antwortete, dass er die Details noch nicht kenne. Er plädierte aber für eine größtmögliche Transparenz. Eine Teilnehmerin interessierte, ob der „Maisdeckel“ auch für Biomethananlagen gelte, d. h. für Anlagen, die Biogas ausschließlich aufbereiten, ins Netz einspeisen und als Biomethan vermarkten. Herr Dr. Wustlich antwortete, dass der „Maisdeckel“ auch für mit Biomethan betriebene Anlagen gelte, da es sich dabei ebenfalls um anaerobe Vergärung handle. Es gebe aber eine besondere Übergangsvorschrift für Biomethan aus bestehenden Aufbereitungsanlagen. Ein anderer Teilnehmer fragte nach dem Verhältnis des § 11 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 und § 13 EnWG hinsichtlich der Abregelung von EEG-Anlagen zur Sicherung des Netzbetriebes. Die Wahl der Rechtsgrundlage sei entscheidend für die Frage der Entschädigung. Herr Meyenborg antwortete, dass da-



bei wahrscheinlich das netztechnische Minimum das entscheidende Kriterium sei. Im Übrigen gelte uneingeschränkt der Leitfaden der BNetzA. Die Aussagen darin habe die Novelle des EEG noch einmal gestärkt. Ein anderer Teilnehmer fragte nach der Zukunft des SDL-Bonus bei der Windenergie. Herr Dr. Wustlich antwortete, dass dieser noch drei volle Jahre gelte. Forschungsnehmer des BMU hatten errechnet, dass der Bonus nach derzeitiger Marktlage darüber hinaus nicht erforderlich sei. Sollten sich zwischenzeitlich andere Marktbedingungen ergeben, werde man andere Optionen diskutieren. Ein weiterer Teilnehmer wollte wissen, ob der Einspeisevorrang auch bei der Direktvermarktung gelte. Herr Dr. Wustlich bejahte dies. Der Inhalt sei aber ein anderer. Im Rahmen der Direktvermarktung habe der Anlagenbetreiber vielmehr einen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf die Zurverfügungstellung der physikalischen Netzkapazität, damit er durchleiten könne. Ein anderer Teilnehmer wollte wissen, wann der Referenzmarktwert veröffentlicht werde – nach oder vor der Vermarktung. Herr Dr. Wustlich antwortete, dass dieser ex post, also nachträglich errechnet werde. Er müsse von den Übertragungsnetzbetreibern immer bis zum 10. Tag des Folgemonats für den vorhergegangenen Monat veröffentlicht werden. Er gehe aber davon aus, dass sich dieser Wert nicht jeden Monat komplett neu darstellen werde. Die Abweichungen zwischen den Monaten werden überschaubar sein. Zu der Festlegung der Einsatzstoffvergütungsklassen und Vergütung in der Biomasseverordnung wollte ein anderer Teilnehmer wissen, ob die Biomasseverordnung unabhängig von einer EEG-Novelle Modifikationen erfahren könne. Herr Dr. Wustlich erwiderte, dass ein Veränderungsverfahren unabhängig von der Novellierung des EEG theoretisch möglich, aber unwahrscheinlich sei, da die Biomasseverordnung in den letzten zehn Jahren nur zweimal geändert wurde. Ein anderer Teilnehmer fragte nach einer Erläuterung der Faktoren 1,1 bzw. 1,6 für die installierte Leistung bzw. Bemessungsleistung bei der Flexibilitätsprämie. Herr Holzhammer erklärte, dass dies auf verschiedenen Auslegungsstrukturen bei Biogas und Biomethan zurückzuführen sei. Bei Biogas sei eine hohe Auslastung das Ziel, während beim Biomethan die vollständige Wärmenutzung im Vordergrund stehe. Die Faktoren 1,1 und 1,6 beschreiben die jeweilige Auslastung in Kombination mit der technischen Verfügbarkeit. Auf eine Bemerkung eines Teilnehmers zur Privilegierung im Außenbereich betonte Herr Holzhammer, dass es unter den momentanen finanziellen Rahmenbedingungen schwierig sein werde, die Anlagen ökonomisch zu betreiben. Man müsse sich aber immer Rahmenbedingungen vor Ort anschauen z. B. die Möglichkeiten einer Änderung des Flächennutzungsplans. Ein weiterer Teilnehmer hatte eine Frage zum Anlagenbegriff anhand eines Beispiels. Es gehe um eine Biogasanlage mit Inbe-

triebnahme 2009 und 625 kW-Motor. Der Anlagenbetreiber baue 2014 eine Anlage mit 190 kW in die gleiche Gemeinde; Voraussetzungen an die Wärmenutzung seien erfüllt. Die Frage sei, ob diese Satelliten-BHKW nun in die Direktvermarktung müssen, da sie 750 kW überschreite. Herr Dr. Wustlich antwortete, dass eine Anlage mit über 750 kW installierte Leistung und Inbetriebnahme ab 2014 keinen Anspruch auf feste Einspeisevergütung habe. Ein anderer Teilnehmer hatte eine Frage zur Wärmenutzung. Herr Dr. Wustlich erläuterte, dass bei Wegfall des Wärmenutzungskonzeptes die feste Einspeisevergütung entfalle. Jede Biogasanlage solle sich so um ein funktionierendes Wärmenutzungskonzept bemühen. Wenn der Wärmenutzungsabnehmer wegfalle, könne der Anlagenbetreiber immer noch in die Direktvermarktung gehen. Herr Holzhammer ergänzte in seinem abschließenden Statement, dass die Flexibilitätsprämie der Anfang sei, die Erneuerbaren Energien stärker am Strombedarf zu orientieren. Es gebe auch für andere Energieträger und Speicher viele Spielräume. Er appellierte an die Branche, sich diesem Thema anzunehmen. Herr Meyenborg bat an die Anwesenden, bei Streitfragen erst im Markt nach Lösungen zu suchen, bevor die BNetzA auf ihre neuen Festsetzungsbefugnisse zurückgreifen müsse.

Nach der Mittagspause wurde das Fachgespräch mit thematischen Blöcken zu den Änderungen bei der Biomasse, Solarenergie, Windenergie und energieträgerübergreifenden Änderungen fortgeführt. Jeder Block bestand aus mehreren Impulsreferaten und jeweils einer Podiumsdiskussion.

Begonnen wurde mit den Änderungen zur Biomasse. Frau *Marieluise Reißerweber*, Mitglied bei der Clearingstelle EEG, gab in einem Kurzvortrag einen Überblick über diese Änderungen. Dazu gehören die vier leistungsbezogenen Kategorien für die Grundvergütung für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung. Leistung sei dabei die Bemessungsleistung, die nun in den Begriffsbestimmungen in § 3 EEG 2012 detailliert geregelt sei. Die Grundvergütung verringere sich jährlich zum 1. Januar ab 2013 um 2 %. Für Strom aus Biogasanlagen mit installierter Leistung über 750 kW gebe es ab 2014 keinen Anspruch auf Vergütung mehr. Dann erläuterte Frau Reißerweber die beiden Einsatzstoffvergütungsklassen. Die erste Klasse mit 4–6 Cent enthalte z. B. Getreideganzpflanzen wie Mais. In der zweiten Klasse mit 6–8 Cent befänden sich z. B. bestimmte Stoffe aus der Landschaftspflege. Die Definition von Landschaftspflegematerial habe sich geändert. Gezielt angebaute Pflanzen wie Mais, Raps, Getreide fallen nicht mehr darunter; ebensowenig wie Grünschnitt aus der privaten und öffentlichen Gartenpflege. Alle Einsatzstoffe können zukünf-

tig auch gemischt eingesetzt werden. Hier sei das Ausschließlichkeitsprinzip aufgegeben worden. Allerdings dürften weiterhin fossile und erneuerbare Einsatzstoffe nicht gemischt werden, wenn der Vergütungsanspruch erhalten bleiben soll. Dann erläuterte Frau Reißweber die neuen Anforderungen an die Anlagen hinsichtlich der Wärmenutzung sowie die Nachweispflichten für Anlagenbetreiber. Letztere umfassen unter anderem das Führen eines Einsatzstofftagebuchs. Weiter wies sie auf den so genannten „Maisdeckel“ für Biogasanlagen hin. Danach dürfe Mais und Getreidekorn nur bis zu 60 Masseprozent pro Kalenderjahr eingesetzt werden; dies gelte auch für Biomethan. Jährlich müsse auch die Erfüllung der Voraussetzungen für die einsatzstoffbezogene Vergütung, des KWK-Betriebes oder des Gülleeinsatzes durch ein Umweltgutachten nachgewiesen werden. Schließlich wies sie auf zwei neue Vergütungssätze für Bioabfallsvergärungsanlagen und Anlagen bis 75 kW installierter Leistung, die mindestens 80 Masseprozent Gülle einsetzen, hin.

In seinem Kurzvortrag erläuterte Herr *Christian Leuchtweis* von C.A.R.M.E.N. e. V. Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk die Änderungen bei den Anforderungen bei der Wärmenutzung (Strom in Kraft-Wärme-Kopplung) sowie die einsatzstoffbezogene Vergütung. Die Anforderungen an die Wärmenutzung seien erhöht worden. Der Vergütungsanspruch bestehe nur, wenn und solange mindestens 60 % des Stroms in KWK erzeugt werde. Bei Biogasanlagen sei eine Anrechnung von 25 % des KWK-Stroms für die Fermenterbeheizung möglich. Die Positivliste zulässiger Wärmenutzungen sei ebenfalls geändert worden. Herr Leuchtweis rechnete an Beispielen vor, wie viele Wärmeabnehmer für die geforderte Wärmemenge angeschlossen werden müssten und was die geänderte Positivliste für Möglichkeiten biete. Dann erläuterte er noch einmal technische Einzelheiten zur einsatzstoffbezogenen Vergütung und stellte die Regelungen anhand von praktischen Beispielen dar. In seinem Fazit hielt er unter anderem fest, dass die Anlagenplanung zukünftig mehr von der Wärmeseite erfolgen müsse, da das 60 %-Kriterium ein hohes wirtschaftliches Risiko bürge. Eine wärmegeführte Fahrweise vermindere jedoch gegebenenfalls die Stromerzeugung und erhöhe den Aufwand zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs. Lokale Gegebenheiten spielten hierbei eine gewichtige Rolle. Eine Wärmenutzung vor Ort und unter eigenem Einfluss erscheine im Hinblick auf die Risikominderung sicherer. Die „Nachverstromung“ im Sinne der geänderten Positivliste könnte Standard werden; allerdings müssten die genauen Bedingungen noch geklärt werden. Der Berechnungsweg bei Vergasung/Verbrennung sei nicht eindeutig geklärt. Die Dokumentation werde immer wichtiger.

In seinem Kurzvortrag wies Herr *René Walter* vom Fachverband Biogas e. V. auf das Nebeneinander des EEG 2009 und des EEG 2012 hin. Er betonte die bestehenden Schwierigkeiten – z. B. bei dem Anlagen- und dem Inbetriebnahmebegriff. Die durch das EEG 2012 neu aufgeworfenen Rechtsfragen erschwerten den künftigen Zubau und Betrieb von Biogasanlagen. Er ging näher auf den Anlagenbegriff ein, der immer noch strittig sei. Im Grunde habe sich nichts geändert; das BHKW nehme weiterhin das Inbetriebnahmejahr mit. Dies werde aber immer noch kontrovers diskutiert. Der Anlagenbetreiber habe vor dem Hintergrund der fehlenden Klarheit ein hohes wirtschaftliches Risiko. Dies werde sich nicht ändern bis zu einer Klärung durch den Bundesgerichtshof (BGH) oder den Gesetzgeber. Herr Walter ging danach auf die Vergärung von Abfällen ein. Unter dem EEG 2009 hätten sich Kofermentationsanlagen etabliert, die die komplette Menge zu vergärenden Abfalls in Deutschland vergärt hätten. Diese Stoffe seien bisher nicht in NawaRo-Anlagen genutzt worden. Nach § 27 EEG 2012 könne man nun NawaRo zusammen mit Abfällen vergären. Schon die Grundvergütung sei höher als bei Kofermentierungsanlagen, die nun vom Markt verdrängt werden würden. Abschließend ging Herr Walter auf die KWK-Mindestenergieerzeugungspflicht im neuen EEG 2012 ein. Bei Wegfall des Wärmenutzungskonzepts müsse man auf ca. 20 % des kalkulierten Umsatzes verzichten. Auch die Alternative Direktvermarktung sei nicht optimal und mit vielen Schwierigkeiten verbunden. Der Hintergrund der neuen Regelung sei zwar begrüßenswert, aber bei der konkreten Ausgestaltung würde die Zahl der Projekte zur Errichtung neuer Anlagen zurückgehen. Man brauche schon ein gutes Wärmenutzungskonzept oder viele Sicherheiten, um ein Projekt auf die Beine zu stellen. Die Wärmebereitstellung an Dritte werde die Ausnahme bleiben, weil sie mit zu vielen Unsicherheiten verbunden sei. Hier seien noch viele technische und rechtliche Fragen offen. Herr Walter schlug vor, die Mindestenergieerzeugungspflicht im Gesetz auf 50 % abzusenken.

Herr *Christoph Weißenborn* vom BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. ging in seinem Kurzvortrag auf die Knackpunkte bei der Biomasse im EEG 2012 aus Sicht des BDEW ein. Er begann mit Ausführungen zum technischen Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 EEG 2012, der im neuen EEG immer noch nicht klar geregelt sei. Der Inbetriebnahmezeitpunkt sei geringfügig geändert worden. Man gehe beim BDEW aber davon aus, dass daraus keine Änderung zur Rechtslage nach dem EEG 2009 entstanden sei. Man hoffe, dass das Votum 2009/26 der Clearingstelle EEG zum EEG 2009 auch beim EEG 2012 praktiziert werden könne; ansonsten bliebe die Rechtsunsicherheit bestehen. Herr Weißenborn wies auf einige weitere Schwierigkeiten bei der Auslegung der neuen Bestimmung hin. Danach ging er

auf die Vorgaben des § 27 Abs. 4 EEG 2012 und auf die neuen Nachweispflichten in § 27 Abs. 5 und 6 EEG 2012 ein. Eine Konformitätsbescheinigung sei nunmehr nicht mehr ausreichend. Betreiber von allen Anlagearten müssten nun ein Einsatzstofftagebuch führen. Die Nichtvorlage oder Fehlerhaftigkeit des Einsatzstofftagebuches, des Umweltgutachtens oder sonstiger Nachweise führe für das gesamte Kalenderjahr zur Vergütungsabsenkung. Dann ging er auf die gemeinsamen Vorschriften für gasförmige Energieträger in § 27c EEG 2012 ein. Abs. 1 und 2 seien im Wesentlichen nicht neu. Die Gasabtauschregelung werde auch auf Grubengas ausgeweitet. Außerdem sei nun die Nutzung eines Massenbilanzsystems verpflichtend. Dies sei mit dem dena-Biogasregister schon vorhanden, so stehe es auch in der Gesetzesbegründung. Zum Schluss wies er auf die besonderen Übergangsbestimmungen in § 66 EEG 2012 hin.

In der anschließenden Podiumsdiskussion zu Änderungen bei der Biomasse wurde der Inbetriebnahmebegriff noch einmal in den Fokus genommen. Laut Herrn Walter müsse noch diskutiert werden, ob die alte Rechtslage fortgeschrieben wurde. Nach einer anderen möglichen Auslegung könnte eine Neu-Inbetriebnahme erfolgen, wenn die Anlage am Gasnetz in Betrieb genommen, sie verstellt und dann mit einem Fermenter in Betrieb genommen wurde. Entscheidend sei dann die Erstinbetriebnahme am Gasnetz. Herr Weißenborn wies noch einmal auf die beiden Urteile des BGH aus den Jahren 2008 und 2011 hin, die sich mit der Frage des Vorliegens der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft beschäftigten. Beide Entscheidungen würden sich auf verschiedene Anlagentypen beziehen, darum seien sie nicht so einfach auf jeden Fall anzuwenden. In dem von Herrn Walter genannten Fall gehe er aber davon aus, dass die Anlage schon vor Umstellung technisch betriebsbereit gewesen sei. Herr Weißenborn hofft, dass das Votum 2009/26 fortgeschrieben werden könne. Die Gesetzesbegründung lasse ihn aber zweifeln. Dann diskutierten die Teilnehmer weiter über das Thema Abschlagszahlung. Herr Walter führte aus, dass sich unter dem EEG 2009 eine sehr gute Praxis herausgebildet habe. Man prognostiziere die anfallenden Zahlungen und zahle auf der Grundlage Abschläge aus. Seit der Einleitung eines entsprechenden Empfehlungsverfahrens der Clearingstelle EEG und der Stellungnahme der Verbände habe man sich dem Thema noch einmal angenommen. Neu im Gesetz sei nun der Anspruch der Anlagenbetreiber auf Abschläge. Offen sei aber die genaue Ausgestaltung. Herr Walter glaube aber nicht, dass man nach der Gesetzesänderung von der sich bisher entwickelten Rechtspraxis abweichen müsse. Herr Weißenborn wies ebenfalls auf das laufende Empfehlungsverfahren der Clearingstelle EEG und die offenen Fragen zu den Abschlagszahlungen hin. Die

Grundvergütung hänge nun stark von der Nachweisführung durch das Einsatzstofftagebuch ab. Wenn dies monatlich vorgelegt werde, seien Abschlagszahlungen unproblematisch. Fraglich sei aber, inwieweit der Anspruch des Anlagenbetreibers auf Abschlagszahlungen von dem Nachweis der Richtigkeit ihrer Angaben abhängen. Für den Netzbetreiber sei die Abschlagszahlungspflicht ansonsten ein Schuss ins Blaue. Herr Weißenborn riet Netzbetreibern daher, vertraglichen Abschlagszahlungsverlangen zwar nicht entgegenzusetzen, sich aber mit den Anlagenbetreibern über die genauen Voraussetzungen zu einigen.

In dem nächsten Themenblock ging es um die Änderungen zur Solarenergie. Zunächst gab Frau *Dr. Nicole Pippke*, Mitglied der Clearingstelle EEG, einen Überblick über die Änderungen bei der Solarenergie im EEG 2012. Diese seien nicht annähernd so umfangreich wie bei der Biomasse. Die Freiflächen-PV-Anlagen seien weiterhin in § 32 EEG 2012 geregelt. In der Sache habe sich nicht viel geändert, obwohl sich die Vorschrift ganz anders lese als im EEG 2009. Es liege eine andere Systematik zu Grunde. Bisher habe es ein gestuftes Prüfungsschema gegeben. Nun werden gesonderte Tatbestände geregelt. Abs. 1 regelt die Tatbestände, die einen niedrigen Vergütungssatz erhalten und Abs. 2 die Tatbestände, die einen höheren Vergütungssatz erhalten. Bei Abs. 2 handele es sich nunmehr um die speziellere Regelung. Dann erläuterte sie die Tatbestände im Einzelnen. Sie wies ausdrücklich darauf hin, dass die flächenbezogenen Voraussetzungen in Abs. 1 Nr. 3 a)-c) kumulativ zu Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 vorliegen müssen. Bei Abs. 2 wies sie auf die neuen Voraussetzungen in Nr. 2 hin. Danach dürften die Konversionsflächen keine Naturschutzgebiete oder Nationalparks sein. Sie referierte die besonderen Übergangsbestimmung zu Konversionsflächen in § 66 Abs. 11 EEG 2012. Wirklich neu seien in § 32 EEG 2012 nur die Regelung zum Inbetriebnahmezeitpunkt ersetzender Anlagen, für die nun explizit derselbe Inbetriebnahmezeitpunkt angenommen werde wie für die gesamte Anlage. Diese Regelung gelte entsprechend für Gebäudeanlagen. Sie wies auf die Übergangsvorschriften für Bestandsanlagen in § 66 Abs. 1 Nr. 12 EEG 2012 hin. Die Gebäude-PV-Anlagen seien weiterhin in § 33 EEG 2012 geregelt. Hier gebe es eigentlich nur eine Neuerung, nämlich die Einführung des Wortes „in“. Dies betreffe beispielsweise Fassadenanlagen oder Wärmedifferenzkollektoranlagen. Sie wies abschließend auf das laufende Empfehlungsverfahren 2011/2 zum Eigenverbrauch im EEG 2009 hin. Das EEG 2012 habe die bisherige Regelung bis auf einige Ergänzungen wortgleich übernommen. Zu den Ergänzungen gehöre ein Verordnungsvorbehalt. Die Degressionsregelung sei grundsätzlich gleich geblieben, habe nun aber einen eigenen Paragraphen. Der atmende Deckel bleibe, eine Anpassung sei nun aber halbjährlich

möglich.

Herr *Christoph Weißenborn* vom BDEW e. V. ging in seinem Vortrag insbesondere auf das Thema Modulersetzung nach § 32 Abs. 2 EEG 2012 ein und wies auf die vorliegenden Auslegungsprobleme hin. Hier würden sich insbesondere bezüglich der Übergangsvorschrift in § 66 EEG 2012 einige ungeklärte Fragen stellen.

Herr *Rainer Brohm*, Fachgebietsleiter Politik und Internationales beim Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) e. V. gab einen Einblick in die aktuelle Markt- und Degressionsentwicklung bei der Solarenergie. Nach den bisher vorliegenden Zahlen bliebe der PV-Zubau im ersten Halbjahr 2011 knapp 50 % unter dem des Vorjahreszeitraums. Er prognostizierte, dass 2011 zwischen 5 und 6 GW neue PV-Leistung installiert werden. Die Degression zum 1. Januar 2012 würde in diesem Fall 15 % betragen; die Vergütungssätze dann bei 17 – 24,5 ct/kWh liegen. Herr Brohm ging einleitend auf Änderungen im Degressionsmechanismus ein; unter anderem auf den neuen Bemessungszeitraum Oktober bis April für Halbjahresabsenkung, den alten Bemessungszeitraum Oktober bis September für die Januarabsenkung. Dann besprach er ausgewählte Aspekte. Dazu gehöre das Einspeisemanagement, vor allem bei PV-Kleinanlagen. Hier sehe er im neuen Gesetz noch einige Schwierigkeiten. Unklar sei z. B. die Auslegung der Anforderungen der 70 %-Leistungskappung. Die Anforderungen seien in sehr vielen Fällen für die Verteilnetzbetreiber gar nicht erforderlich, da sie kein Einspeisemanagement implementiert hätten. Er hoffe auf eine Auslegung dieser Pflicht, nach der diese durch Vorliegen von einspeisemanagementfähigen Wechselrichtern erfüllt sei. Die konkrete Umsetzung solle dann beim Vorliegen eines tatsächlichen Netzengpasses entschieden werden. Dann ging er auf das Thema Nachrüstung ein. Es gebe mit den Nachrüstungspflichten im EnWG und im EEG 2012 zwei parallele Nachrüstprozesse. Hier müssten mögliche Synergien noch geprüft werden. Eine Lösung werde derzeit vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erarbeitet. Ein weiterer kritischer Aspekt sei die Härtefallregelung im § 12 EEG 2012. Hier gebe es bisher noch keine konkrete Umsetzung des Entschädigungsverfahrens. Der BSW-Solar favorisiere – in Abstimmung mit Vertretern der Netzbetreiber – ein Pauschalverfahren. Dies sollte ursprünglich über einen Leitfaden der BNetzA umgesetzt werden. Jetzt gebe eine entsprechende Verordnungsermächtigung in § 64f Nr. 1 EEG 2012.

In der anschließenden Podiumsdiskussion zu Änderungen bei der Solarenergie wurden einzelne Aspekte noch einmal näher diskutiert, u. a. das Thema Übergangsregelung bei Modulaustausch. Hier gebe es laut Frau Dr. Pippke unterschiedliche Ausle-

gungsmöglichkeiten. Es könne auf den Zeitpunkt des Austauschvorganges abgestellt werden. Man könne aber auch auf die ersetzten Anlagen abstellen. Herr Brohm fügte an, dass man beim BSW-Solar hier noch keine Lösung gefunden habe. Herr Weißenborn riet dazu, Austauschmaßnahmen erst nach dem 1. Januar 2012 vorzunehmen, da ab diesem Zeitpunkt die Rechtslage auch für Bestandsmodule eindeutig sei. Dann diskutierten die Teilnehmer das Thema Umlagepflicht beim Eigenverbrauch, insbesondere im Falle der Stromlieferung an den Nachbarn aus der eigenen PV-Anlage. Nach Herrn Weißenborn werde man nach dem Gesetzeswortlaut zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen und unterliege somit der EEG-Umlagepflicht. Herr Brohm erwiderte, dass ein „Eigenverbrauch“ „Lieferung“ sei, auch wenn der Eigenverbrauch durch Dritte erfolge, und dass eine solche Auslegung der Idee der Eigenverbrauchsregelung zuwiderlaufen würde.

Im nächsten Themenblock wurden die Änderungen bei der Windenergie diskutiert. Herr *Sönke Dibbern*, Technischer Koordinator der Clearingsstelle EEG, gab in seinem Kurzvortrag einen Überblick über die wichtigsten Änderungen gegenüber dem EEG 2009. Er begann mit den Änderungen bei der Windenergie an Land in § 29 EEG 2012. Bei der Grundvergütung und der Anfangsvergütung habe man die (abgesenkten) Sätze aus dem EEG 2009 übernommen, jedoch wurde die Degression im EEG 2012 angehoben. Der SDL-Bonus wurde nach unten angepasst, jedoch wurde die Inanspruchnahme um ein Jahr verlängert. Die Anforderungen an den Standort seien fallengelassen worden. Kleinwindenergieanlagen werden pauschal ein Ertrag von 60 % ihres Referenzertrags zugeordnet. Dadurch bekämen sie die Anfangsvergütung über die gesamte Laufzeit. Beim Repowering in § 30 EEG 2012 habe es einige Änderungen gegeben. Die Höhe des Bonus bleibe unverändert, aber die Voraussetzungen haben sich verändert. Beispielsweise sei die obere Leistungsgrenze aufgehoben. Bei der Offshore-Windenergie in § 31 EEG 2012 gebe es die meisten Änderungen. Die Höhe der Grundvergütung bleibe gleich. Die Degression wurde angehoben, setze aber erst später – im Jahr 2018 ein. Die Anfangsvergütung sei erhöht und die Sprinterprämie somit in diese integriert worden. Herr Dibbern referierte die weiteren Änderungen, z. B. die Einführung des sogenannten Stauchungsmodells. Dann stellt er die neue Regelung zur Verlängerung der Anfangsvergütung bei gestörter Netzanbindung vor. Hier gebe es noch erhebliche Auslegungsschwierigkeiten. Schließlich wies er darauf hin, dass auch die Systemdienstleistungswindverordnung (SDLWindV) geändert wurde. Hier gebe es jedoch im Wesentlichen keine inhaltlichen Änderungen, sondern nur Anpassungen an den geänderten Gesetzeswortlaut des EEG 2012.



Frau *Sonja Hemke*, Fachreferentin Recht beim Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) ging auf Änderungen im EEG 2012 aus Sicht ihres Verbandes ein. Im Windenergiebereich habe es relativ wenig Änderungen gegeben, es handle sich eher um Altlasten aus dem EEG 2009. Sie ging zuerst auf die Änderungen bei dem SDL-Bonus ein und stellte dar, welche Anlagentypen nun durch Nachrüstung in den Genuss des Bonus kommen können. Dann erläuterte sie die relevanten Fristen und Nachweisverfahren für den SDL-Bonus. Sie wies auf die offenen Fragen zu Übergangsanlagen und Prototypen hin. Weiterhin ging sie auf die Änderungen im Bereich Repowering in § 30 EEG 2012 ein. Hier gebe es durch das EEG 2012 einige begrüßenswerte Klarstellungen.

Herr *Christoph Weißenborn* vom BDEW e. V. sagte in seinem Vortrag, dass die Regelungen zum Repowering nun deutlich konsequenter und ausführlicher formuliert worden seien. Nach den neuen Bestimmungen sei nun eine Poollösung – also der Ersatz mehrerer Anlagen durch mehrere Anlagen – unter bestimmten Voraussetzungen grundsätzlich möglich. Weiterhin ging er auf die neue Definition der Ersetzung in § 30 Abs. 2 EEG 2012 ein, bei der er einige Auslegungsschwierigkeiten sieht. Dann referierte er die bestehenden Problemfälle beim Repowering. Dazu gehörte die Frage nach der Definition des „vollständigen Abbaus“ der Altanlage. Dann ging er auf die Änderungen beim SDL-Bonus ein. Hier sei beispielsweise noch ungeklärt, ob Altanlagen nach § 8 Abs. 1 Satz 4 SDLWindV bei Nachrüstung „ab Inbetriebnahme der Anlage“ einen Anspruch aus SDL-Bonus hätten oder erst ab Nachrüstung. Hier würden die Meinungen des BDEW und BWE auseinander gehen.

In der anschließenden Podiumsdiskussion zu Änderungen bei der Windenergie diskutierten die Teilnehmer noch einmal eingehend über die Regelungen zum Repowering. Grundsätzlich habe der Gesetzgeber laut Herrn Weißenborn für Verbesserung gesorgt, jedoch fehle bei einigen Punkten noch die nötige Klarheit. So z. B. bei den Fragen zum vollständigen Anlagenabbau und der Nachweisführung bei der Anlagenersetzung. Dann sprachen die Referenten über die angesprochene Problematik des Inbetriebnahmezeitpunkts beim SDL-Bonus. Herr Weißenborn und Frau Hemke waren sich einig, dass es hier einer Klarstellung durch den Gesetzesgeber oder die Clearingstelle EEG bedürfe.

In einer letzten Podiumsrunde wurden energieträgerübergreifende Änderungen im EEG 2012 diskutiert. Die Runde wurde moderiert von *Dr. Martin Winkler*, Mitglied der Clearingstelle EEG. Herr *Heiko Stubner*, Leiter Politik im Bundesverband Erneuerbaren Energien e. V. (BEE), ging zuerst auf das Verhältnis der §§ 11 f. EEG 2012

zu § 13 Abs. 1, 2, 2a EnWG n.F. ein. Hier gebe es einige Neuregelungen; jedoch auch noch eine Reihe offener Fragen. Man werde mit den Verbänden schauen müssen, ob sich hier eine Neuauslegung findet; insbesondere bei Fragen zu den auf 95 % reduzierten Entschädigungszahlungen. Kritisch merkte er an, dass er zwar die Intention hinter dieser neuen Entschädigungsregelung – nämlich der verstärkte Fokus auf bedarfsgerechte Stromproduktion – verstehe. Nach seiner Einschätzung gehe sie aber an der Praxis vorbei, in welcher Anlagenbetreiber Netzengpässe nicht überblicken könnten. Dann ging er auf das Verhältnis zum § 13 EnWG ein. Er zitierte den Vortrag von Herrn Meyenborg, nach dem das entschädigungslose Abschalten nach § 13 EnWG von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Sicherung der Netzstabilität in Einzelfällen möglich sei. Herr Stubner berichtete, dass dies schon passiere. Eine Lösung wären freiwillige Abschaltvereinbarungen, zu denen sich nun Vorschriften im EEG 2012 fänden. Fraglich sei aber immer, ob solche Vereinbarungen dann in der Praxis durch die BNetzA genehmigt werden. Er hoffe aber, dass dieses Instrument zukünftig stärker genutzt werde. Offen sei aber noch, welche Must-run-Kapazitäten genau erforderlich seien. Abschließend äußerte er sich kritisch zu den Vorschriften zur Direktvermarktung.

Herr *Christoph Weißenborn* vom BDEW e. V. ergänzte die Sicht des BDEW zu den energieträgerübergreifenden Änderungen, insbesondere zu zwei Angelegenheiten: Direktvermarktung und Messung. Die Regelungen zur Direktvermarktung seien deutlicher und ausführlicher geregelt worden als im EEG 2009. Hier sei Klarstellung erreicht worden. Er erläuterte die neuen Vorschriften im Einzelnen. Bei den Regelungen zu Messungen im EEG 2012 in § 7 Abs. 1 wurde ein Verweis auf die entsprechenden Regelungen in §§ 21b ff. EnWG eingeführt. Hier gebe es aber noch einige offene Fragen, vor allem zum Umfang des Verweises. Der BDEW rege daher eine Konkretisierung der Vorschrift durch den Gesetzgeber an.

Die Vertreter diskutierten einzelne energieträgerübergreifende Fragen auf dem Podium. Erst wurden die massengeschäftstauglichen Verfahren zum Nachweis des Wechsels zwischen Direktvermarktungsarten und das Einspeisemanagement in den Fokus genommen. Herr Dr. Winkler sprach mit den Verbändevertretern über die Bereitschaft und Möglichkeiten der Zusammenarbeit der Verbände. Vertieft besprochen wurden sodann die offenen Fragen zur Messung in § 7 Abs. 1 EEG 2012. Laut Herrn Weißenborn sei noch offen, inwieweit sich die Zuständigkeitsfragen für die Messung geändert haben, wer die Kosten für die Messung trage und auf welche Bestimmungen des §§ 21b ff. EnWG sich der Verweis erstreckt.

Während der Diskussion am Nachmittag merkte ein Teilnehmer an, dass die Besonderheiten der neu in den Markt gehenden Technologie der thermochemischen Vergasung in der Novelle nicht berücksichtigt worden seien. Viele Anlagen könnten nicht am Einspeisemanagement teilnehmen, da sie die technischen Voraussetzungen nicht hätten. Er fragte, wie die Branche mit diesem Problem umgehen solle, ohne die Technologie abzuwürgen. Herr Weißenborn antwortete, dass vor allem problematisch sei, dass diese Anlagen nur einen beschränkten Gasspeicher hat. Ein Netzbetreiber regle eine solche Anlage aber grundsätzlich nicht ab, da sie konstant einspeise. Daher sehe er die Gefahr einer Abregelung als gering. Der Teilnehmer fügte an, dass Vergasungsgas nicht gespeichert werden könne, es sei denn, es handle sich um aufbereitetes Bio-SNG. Im dem Fall seien im Erdgasnetz genug Speicher vorhanden. Herr Stubner antwortete, dass Anreize geschaffen werden müssten, Anlagen in der Nähe von Gasnetzen aufzustellen, z. B. durch eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung. Ein anderer Teilnehmer hatte eine Frage zu der Nachweisführung im Bereich Biomasse. Ihn interessierte, ob bei der Bestimmung der Masse nun geeichte Waagen verwendet werden müssen. Herr Weißenborn erwiderte, dass dies nach seinem Verständnis – wie beim Güllebonus – der Fall sei. Auf Fragen zum Einsatzstofftagebuch, antwortete Herr Weißenborn, dass das Tagebuch dem Netzbetreiber vorgelegt werden und aus sich selbst heraus nachvollziehbar sein müsse, da es sonst als fehlerhaft gelte. Ein anderer Teilnehmer hatte eine Frage zur Bedeutung der Clearingstelle EEG im Rahmen der Novelle. Er zitiert den § 66 Abs. 12 EEG 2012, welcher den § 57 EEG 2012 unmittelbar anwendbar erklärt für Bestandsanlagen. Für die Rechtsfolgen der Entscheidungen der Clearingstelle EEG werde dort auf die Wirkung des § 4 Abs. 2 EEG 2012 verwiesen. Dort steht, dass von den gesetzlichen Regelungen zulasten des Netz- und Anlagenbegriffs nicht abgewichen werden dürfe. Darin sah der Teilnehmer hinsichtlich des Anlagenbegriffs eine Brisanz, da die Clearingstelle EEG sich mit diesem schon auseinandergesetzt und entschieden hätte und nach den neuen Bestimmungen eine Bindung an diese Entscheidung vorläge. Herr Weißenborn erläuterte den Zweck der Änderung in § 4 Abs. 2 EEG 2012. Die Vorschrift solle dazu dienen, dass Verfahrensergebnisse der Clearingstelle EEG, die vom Anlagenbetreiber und Netzbetreiber akzeptiert worden sind, für den jeweiligen Fall verbindlich werden. Netzbetreiber hätten grundsätzlich kein Interesse an der rückwirkenden Änderung von Vergütungszahlungen. Herr Dr. Lovens ergänzte, dass § 4 Abs. 2 EEG 2012 nur Einigungs- und Votumsverfahren, also nur Einzelfallverfahren betreffe. Eine Stärkung der Clearingstelle EEG sei aber zweifelsfrei gewollt worden. Beispielsweise sei nun auch ein schiedsgericht-

liches Verfahren in § 57 EEG 2012 möglich. Aber immer nur dann, wenn Anlagen- und Netzbetreiber sich freiwillig dafür entscheiden würden. Das sei keine gesetzliche Anordnung. Eine weitere Teilnehmerin erkundigte sich, ob die Aufzählung der Bioabfälle unter den Abfallschlüsselnummern abschließend sei. Herr Walter antwortete, dass dies nicht klar sei und noch geprüft werde. Ein anderer Teilnehmer hatte eine Frage zu den Übergangsregelungen. Er wollte insbesondere wissen, ob der Betreiber von Biomasse-Bestandsanlagen Wahlfreiheit zwischen dem EEG 2009 und EEG 2012 habe. Herr Weißenborn erwiderte, dass der Stichtag 1. Januar 2012 sei. Für alle Anlagen mit einer früheren Inbetriebnahme gilt das EEG 2009. Der Betreiber habe bei einer Bestandsanlage keine Wahlfreiheit. Herr Weißenborn wollte dies aber noch einmal prüfen. Ein anderer Teilnehmer fragte, ob es sich bei § 32 Abs. 3 EEG 2012 bezüglich der beschlossenen Bebauungspläne um eine Entschärfung handele. Herr Weißenborn bejahte dies. Nach seiner Einschätzung sei nun der Satzungsbeschluss ausreichend. Eine Teilnehmerin fragte nach der Definition des Landschaftspflegematerials. Sie wollte wissen, ob Grünschnitt aus der privaten und öffentlichen Garten- und Parkpflege und Straßenbegleitgras unter die Grundvergütung oder die Bioabfälle falle. Frau Reißerweber erläuterte, dass Grünschnitt unter die Anlage 1 der Biomasseverordnung falle. Für Grünschnitt gebe es die Grundvergütung. Die Getreideganzpflanzen befänden sich in der Einsatzstoffvergütungskategorie I. Ein anderer Teilnehmer wollte wissen, ob im Falle von Windparks Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen übersteigen dürfen. Frau Hemke erwiderte, dass das Gesetz nicht nach Windparks sondern nach Anlagen oder Repowering-Projekten unterscheiden würde. Überschüssige Anlagen würden dann einfach nicht als Repowering-Projekte gewertet, die anderen aber schon. Ein anderer Teilnehmer hatte eine Frage zur Solarenergie und der Gleichstellungsklausel in § 32 Abs. 3 Satz 3 EEG 2009 für vorhabenbezogene Bebauungspläne nach § 12 BauGB. Diese Vorschrift fehle in EEG 2012. Die Referentin und Referenten bestätigten dies, ohne die Gründe zu kennen.

Herr Dr. Lovens betonte in seinem Resümee zur gesamten Veranstaltung, dass das EEG 2012 um einiges differenzierter geworden sei. Er sei hinsichtlich des Klärungsbedarfs der neuen Vorschriften vorsichtig optimistisch. Zum EEG 2009 waren viele grundlegende Fragen zu klären, welche durch die Clearingstelle EEG und einer regen Beteiligung der Verbandsvertreter auch größtenteils bereits geklärt werden konnten (z. B. Anlagensplitting, Konversionsflächen, betriebliche Einrichtungen, Inbetriebnahmezeitpunkt von PV-Anlagen, Anlagenbegriff). Die Änderungen in 2012 seien nach einer ersten Einschätzung mannigfaltig. Man werde aber prüfen, ob bereits getroffene Entscheidungen der Clearingstelle EEG für das EEG 2012 fortgelten könn-

ten. Einiges an Klärungsbedarf konnte auf dem Fachgespräch bereits angesprochen werden. Herr Dr. Lovens bat die Teilnehmer, weiterhin aufmerksam zu sein und der Clearingstelle EEG bei der Identifizierung weiteren Klärungsbedarfs zu unterstützen. Er kündigte an, dass die Clearingstelle EEG bald ihre Verfahrensordnung an die geänderte Rechtslage anpassen werde. Das nächste Fachgespräch werde voraussichtlich im November zur Vergütung von Biomasse stattfinden.