

Tagungsbericht

13. Fachgespräch der Clearingstelle EEG am 23. November 2012

EEG 2012 – Schwerpunkt: Direktvermarktung

Am 23. November 2012 veranstaltete die Clearingstelle EEG ihr 13. Fachgespräch und verband dieses mit der Jubiläumsfeier zum fünfjährigen Bestehen der Clearingstelle EEG. Thema des Fachgesprächs war schwerpunktmäßig die Direktvermarktung im EEG 2012. *Herr Dr. Sebastian Lovens*, Leiter der Clearingstelle EEG, begrüßte die Teilnehmerinnen und Teilnehmer zum Jubiläumsfachgespräch. Er erläuterte, dass der Tag in einen Blick zurück – auf die Gesetzgebung des Bundesgerichtshof (BGH) – sowie einen Blick nach vorn – auf die Direktvermarktung erneuerbarer Energien – aufgeteilt sei. Dr. Lovens wies zudem darauf hin, dass die Clearingstelle EEG ab 2013 ein Entgelt für die Fachgespräche erheben werde.

Herr Franzjosef Schafhausen, Leiter der Unterabteilung „Energiewende, Klimaschutz, europäische und internationale Umweltpolitik“ im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sprach das Grußwort zum Jubiläum. Er beglückwünschte die Clearingstelle EEG zum fünfjährigen Bestehen und ließ anschließend einige einschneidende Veränderungen in der Energiepolitik dieser Zeit Revue passieren. Zunächst stellte Herr Schafhausen fest, dass die Familie derjenigen, die sich für erneuerbare Energien interessieren, sehr stark gewachsen sei. Ebenso seien die Themen der Energiepolitik – Stichwort Offshore-Haftungsregel und Winterreserve – in Bereiche vorgedrungen, die vor fünf Jahren niemand habe absehen können. Der Begriff „Energiewende“ füge sich derzeit in den internationalen Sprachgebrauch ein – auch dies sei vor fünf Jahren nicht vorstellbar gewesen. Anschließend stellte Herr Schafhausen die derzeit laufende Debatte über die Novellierung des EEG vor, die im Rahmen der Plattform Erneuerbare Energien, beim Energiegipfel im Kanzleramt, im Koalitionskreis und bei der Umweltministerkonferenz geführt werde. Er hob die Bedeutung der Akzeptanz aller gesellschaftlichen Gruppen für diesen Prozess hervor und betonte die besondere Rolle der Clearingstelle EEG für die Sicherung von Akzeptanz. Das im Vergleich zum Stromeinspeisegesetz stark ausdifferenzierte Regelwerk des EEG mit den dazu gehörigen Verordnungen werfe immer wieder viele Fragen auf und erfordere Nachjustierungen aufgrund technischer, ökonomischer, rechtlicher und informatorischer Entwicklungen. Da die Fragen häufig sehr spezieller, oft auch technischer Natur seien, habe man am 15. Oktober 2007 die Clearingstelle EEG ins Leben gerufen. Herr Schafhausen lobte die gute Arbeit der Clearingstelle EEG in den vergangenen Jahren und stellte klar, dass die weitere Finanzierung bis 2017 sichergestellt sei. Der Clearingstelle EEG sei es durch die Klärung vieler Fragen gelungen, Rechtssicherheit zu schaffen. Das interdisziplinäre Team habe sich dadurch die Akzeptanz aller Beteiligten gesichert. Allein 2011 konnten 1.200 Fälle bearbeitet werden, die Clearingstelle EEG führt Fachgespräche zu aktuellen Themen durch, 3.500 Abonnenten lesen den elektronischen

Rundbrief und die Homepage der Clearingstelle EEG erhielt eine Viertel Million Aufrufe pro Monat – all dies zeige, dass sich die Clearingstelle EEG einen Namen in der Szene gemacht habe. Herr Schafhausen dankte den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Clearingstelle EEG für diese tolle Leistung und wünschte auch für die nächsten fünf Jahre alles Gute.

Richter am Bundesgerichtshof Dr. Wilhelm Albrecht Achilles vom VIII. Zivilsenat des BGH hielt den Festvortrag zum Thema „Das Recht der Erneuerbaren Energien in der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs“. Einleitend hob er zunächst die rasche Entwicklung der Gesetzgebung im Bereich der erneuerbaren Energien hervor, die sich an der Vervielfachung der Rechtsbestimmungen des EEG ablesen lasse. Der Gesetzgeber habe erkannt, dass die zunehmende Komplexität zu Interessenkonflikten führe, und habe daher bereits im EEG 2000 die Errichtung der Clearingstelle EEG und die Beteiligung der betroffenen Kreise vorgesehen. Die Regelung wurde in den folgenden Novellen des Gesetzes fortgeschrieben, wobei die Aufgaben der Clearingstelle EEG stetig erweitert wurden. Dr. Achilles stimmte der aktuellen Gesetzesbegründung zu, die die hohe Akzeptanz der Clearingstelle EEG bei den Wirtschaftsbeteiligten hervorhebt und ergänzte, dass dies auch für die mit einschlägigen Streitfragen betrauten Gerichte gelte.

Im Anschluss wandte sich Dr. Achilles der Rechtsprechung des VIII. Zivilsenats zum EEG zu. Er schickte voraus, dass die Rechtsprechung des BGH der dynamischen Entwicklung hinterher hänge, da sich die Verfahren naturgemäß auf vergangene Streitfälle – momentan zum EEG 2009 – bezögen. Er erläuterte außerdem die Zuständigkeit der zivilgesellschaftlichen Rechtsprechung, obwohl die Inhalte eher eine Affinität zum öffentlichen Recht aufwiesen. Der Gesetzgeber habe im EEG die Beziehung zwischen Netz- und Anlagenbetreibern sowie Energieversorgern als zivilrechtliches Verhältnis definiert. Der Netzbetreiber unterliege einem Kontrahierungszwang durch die Verpflichtung, Erneuerbare-Energien-Anlagen anzuschließen und erneuerbaren Strom abzunehmen und vorrangig einzuspeisen. Der Anlagenbetreiber könne dabei seinen Netzverknüpfungspunkt nicht frei wählen und auch die Vergütung des Stroms durch den Netzbetreiber sei nicht frei wählbar, sondern orientiere sich an festgelegten Preisen oberhalb der Marktpreise. Auch die weiteren Modalitäten der Abnahme und Einspeisung sowie die eventuell erforderlichen Netzertüchtigungen seien nicht frei verhandelbar. Anschließend erfolge ein Belastungsausgleich zwischen Netzbetreibern und eine Wälzung der Kosten bis zum Letztverbraucher. Durch diese Regelungen seien viele Rechtsfragen entstanden, die zum Teil noch zu klären sind. Dr. Achilles beklagte die zunehmende Entfernung des EEG von der ursprünglichen kaufrechtlichen Grundlage, z.B. durch die Ausweitung technischer Anforderungen. Gestaltungsspielraum für die Ausgestaltung eines Vertrags zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern im Sinne des Kaufrechts bestehe kaum noch. Dadurch werde das Verhältnis zu einem gesetzlich festgelegten Schuldverhältnis.

Der BGH habe bisher insgesamt 30 Entscheidungen zum EEG gefällt, die sich hauptsächlich mit der Abnahme und der Vergütung beschäftigen. Dr. Achilles beschränkte sich in seiner Darstellung auf zwei Entscheidungen, bei denen Stellungnahmen der Clearingstelle EEG aus seiner Sicht besonders hilfreich waren. Die erste Entscheidung beschäftigte sich mit der Vergütung von Photovoltaik-Dachanlagen nach § 11 EEG 2004. Lange Zeit sei es streitig gewesen, ob Gebäudeanlagen, um eine höhere Vergütung erhalten zu können, die im EEG an Solaranlagen auf baulichen Anlagen gestellte Anforderung, „vorrangig zu andern Zwecken als der Errichtung von Solaranlagen“ errichtet worden zu sein, erfüllen müssten. Das Votum 2007 der Clearingstelle EEG (Votum 2007/4) sah dies als zwangsläufig an und der BGH habe sich dem Votum der Clearingstelle angeschlossen. Die Frage, unter welchen Umständen eine bauliche Anlage die Anforderung erfülle, „vorrangig zu anderen Zwecken als der Errichtung von Solaranlagen“ errichtet worden zu sein, sei noch umstrittener gewesen und auch hier habe der VIII. Zivilsenat maßgeblich auf das Votum der Clearingstelle EEG zurückgegriffen. Als entscheidend wurde die Frage angesehen, ob die bauliche Anlage auch ohne die Solaranlage in ähnlicher Form errichtet worden wäre.

Die zweite Entscheidung, die Dr. Achilles vorstellte, betraf den Netzverknüpfungspunkt. Bei dessen Auswahl sei laut Rechtsprechung des BGH entscheidend, wo der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt liege – unabhängig davon welcher Punkt nach Luftlinie der nächste sei und um welchen Netzabschnitt es sich handle. Mittlerweile sei geklärt, dass es bei dieser Rechtslage auch unter dem EEG 2009 bleibe. Anders als das Berufungsgericht, das keinen Anlass gesehen hatte, sich vom Gesetzeslaut zu lösen, habe der Senat kürzlich entschieden, dass § 5 Abs. 1 EEG 2009 dahin auszulegen sei, dass auch alternative Anschlusspunkte im selben Netz in den Vergleich einbezogen werden müssten. Dies ergebe sich aus dem Gleichbehandlungsgrundsatz. Dabei habe das Gericht auf eine umfangreich begründete Entscheidung der Clearingstelle EEG (Empfehlung 2011/1) zurückgreifen können. Nur bei der Auslegung des Wahlrechts nach § 5 Abs. 2 EEG 2009 habe der BGH eine leicht von der Clearingstelle abweichende Begründung getroffen.

Dieser kurze Abriss allein, so Dr. Achilles, zeige, dass sich die Clearingstelle EEG auf dem Gebiet des Rechts der erneuerbaren Energien etabliert habe. Ihre Stimme habe Gewicht. Dr. Achilles begrüßte zudem, dass die Clearingstelle EEG zukünftig auch als Schiedsgericht tätig werden könne und gab der Hoffnung Ausdruck, dass diese Option umfangreich genutzt werde. Zum Abschluss wünschte er den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Clearingstelle EEG alles Gute für die weitere Arbeit.

Im ersten thematischen Vortrag des Tages stellte *Herr Dr. Guido Wustlich*, Referatsleiter im BMU, Referat E I 7, den Stand bei der Direktvermarktung im EEG 2012 vor. In Bezug auf seinen Vorredner wies er zunächst daraufhin, dass die Direktvermarktung eine klare Rückkehr des EEG zum Kaufrecht markiere, da sie die Gestaltungsmöglichkeiten der Anlagenbetreiber stärke. Ziel der Direktvermarktung sei die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien und die Nutzung von

Lastverschiebungspotenzialen. Die Direktvermarktung folge dabei dem Prinzip des „Forderns und Förderns“. Zu den Förderinstrumenten gehörten die Marktprämie, die Flexibilitätsprämie und das Grünstromprivileg, das aber in letzter Zeit sehr an Bedeutung verloren habe. Zusammen mit der festen Vergütung seien dies die vier Vermarktungspfade des EEG. Zur Entwicklung der Direktvermarktung im ersten Jahr führte Dr. Wustlich aus, dass diese weitaus dynamischer verlaufe als ursprünglich angenommen. 80 % der installierten Onshore-Windleistung befänden sich derzeit in der Marktprämie, bei Biomasse betrage dieser Anteil ca. 30 %, bei Wasserkraft knapp unter 30 % und bei den sonstigen Gasen ca. 10 %. Bei der Flexibilitätsprämie bleibe die Beteiligung mit derzeit knapp über 30 Biogasanlagen dagegen hinter den Hoffnungen des BMU zurück. Es gäbe aber durchaus Diskussionen im Markt und vermutlich noch Raum für Steigerung. Mit Blick auf das Jahr 2013 prognostizierten die Übertragungsnetzbetreiber einen weiteren starken Zuwachs bei der Marktprämie sowie einen leichten Zuwachs beim Grünstromprivileg.

Anschließend ging Dr. Wustlich auf aktuelle Entwicklungen bei der Direktvermarktung ein. Er erläuterte die Absenkung der Managementprämie im Sommer 2012, durch die ab dem 1. Januar 2013 auf die Erschließung von Kostensenkungspotenzialen reagiert werde. Durch eine geringere Absenkung bei fernsteuerbaren Anlagen sei zudem *de facto* ein Fernsteuerbarkeitsbonus geschaffen worden. Durch diese Technologie sollten Anlagenbetreiber in die Lage versetzt werden, auf kurzfristige Marktentwicklungen an der Börse schnell reagieren zu können. Dabei müsste die Datenübertragung durch Verschlüsselung gesichert werden, wenn diese per Internet erfolgt. Sofern Smart Meter angeschlossen seien, müssten diese für die Datenübermittlung genutzt werden. Dr. Wustlich wies auf die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erstellte Auslegungshilfe zu dieser Frage hin und stellte klar, dass die Bundesregierung diese Auslegung teile. Ein weiteres Thema sei die Umsatzsteuerpflichtigkeit der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie. Die Bundesregierung habe bereits in der Gesetzesbegründung festgehalten, dass eine Umsatzsteuerpflicht nicht bestehe. Nun sei dies durch einen Rundbrief des Bundesfinanzministeriums (BMF) bestätigt worden. Eine Rückabwicklung bereits gezahlter Mehrwertsteuern sei allerdings nicht erforderlich. Zum Thema Herkunftsnachweise berichtete Dr. Wustlich, dass diese zukünftig durch das Umweltbundesamt (UBA) ausgestellt werden. Er erinnerte daran, dass Herkunftsnachweise im Grünstromprivileg und in der sonstigen Direktvermarktung, nicht aber bei der festen Einspeisevergütung und der Marktprämie genutzt werden könnten. Ziel sei es dadurch die Doppelförderung der grünen Eigenschaft zu vermeiden, da der EEG-Strom den Stromkunden ohnehin aufgeschlüsselt wird. Die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung, das Herkunftsnachweisregister und die Herkunftsnachweis-Kostenverordnung würden derzeit vorbereitet.

Im letzten Teil seines Vortrags wandte sich Dr. Wustlich den Zukunftsperspektiven der Direktvermarktung zu. Er wies auf ein BMU-Vorhaben zur Evaluierung der Direktvermarktung hin, das

Optimierungsmöglichkeiten untersuchen werde. Zudem hob er hervor, dass Bundesumweltminister Altmaier in seinem Verfahrensvorschlag zur Anpassung des EEG die zukünftige Stärkung der Direktvermarktung und damit der Marktintegration angekündigt habe. Eine Option sei die Ausweitung der Marktprämie. Die Gespräche liefen derzeit in zwei Foren, dem Dialog zum EEG und der Plattform Erneuerbare Energien. In seinem Fazit hob Dr. Wustlich die ersten Erfolge der Direktvermarktung hervor, insbesondere die starke Resonanz auf das neue Instrument Marktprämie und die Herausbildung neuer Geschäftsmodelle. Die Direktvermarktung sei ein kontinuierlicher Lernprozess für alle Beteiligten. Eine Herausforderung für die Zukunft sei die stärkere Orientierung der Erzeugung am Strombedarf auch bei fluktuierenden Energien, die dann auch die Mehrkosten der Direktvermarktung rechtfertigen könne.

In der anschließenden Diskussion wurde zunächst beklagt, dass aufgrund der ständig steigenden Regelungsdichte das EEG immer weniger mittelstandsfreundlich sei. Dr. Wustlich erwiderte, dass die Bundesregierung um schlanke Gesetze bemüht sei, die Umverteilung von nunmehr 18 Mrd. Euro pro Jahr allerdings auch gewisse Regularien erfordere, um Mitnahmeeffekte zu verhindern. Aus der Erneuerbaren-Energien-Branche wurde darauf hingewiesen, dass die erneuerbaren Energien bereit seien, noch deutlich mehr Systemverantwortung zu übernehmen, als das es derzeit der Fall sei, um einen immer größeren Anteil an fossiler Erzeugung ersetzen zu können. Dr. Wustlich bestätigte, dass dies auch im BMU erwünscht sei und hierüber bereits Gedanken ausgetauscht würden. Verschiedene Fragen beschäftigten sich mit der direkten Lieferung von erneuerbaren Energien an Endkunden. Dr. Wustlich führte aus, dass der Vorteil des Grünstromprivilegs in der Tat darin zu sehen sei, dass die Händler Bedarf und Erzeugung zu jedem Zeitpunkt in Einklang bringen müssten, die spezifischen Förderkosten allerdings deutlich höher lägen als bei der Marktprämie und dadurch die Umlage erhöhten. Auf die Frage nach der EEG-Umlagepflicht bei Anlagen, die von Energiegenossenschaften betrieben werden, stellte Dr. Wustlich klar, dass in diesen Fällen EEG-Umlage gezahlt werden müsse, da es sich um Stromlieferungen handele. Ziel sei es, Ausnahmen so gering wie möglich zu halten, um die EEG-Umlage auf möglichst viele Schultern zu verteilen. In der Diskussion wurde außerdem klargestellt, dass Herkunftsnachweise für alle erneuerbaren Energien ausgestellt werden können – unabhängig davon, ob diese nach EEG vergütungsfähig sind oder nicht. Die letzte Frage beschäftigte sich mit der Flexibilitätsprämie. Ein Teilnehmer fragte, ob unter Umständen auch eine negative Flexibilitätsprämie auftreten könne und ob der zehnjährige Förderzeitraum zwischenzeitlich unterbrochen werden dürfe. In Vertretung von Herrn Dr. Wustlich bestätigte Herr Dominik Müller, dass die Prämie auch bei geringem Anteil der Flexibilität nicht negativ sein könne. Er bestätigte zudem, dass nach Rechtsauffassung des BMU die 10-Jahresfrist ab der erstmaligen Anmeldung laufe, ohne dass eine Unterbrechung die Frist verlängere. Hintergrund sei, dass der Einstieg in die Flexibilitätsprämie mit Mehrinvestitionen verbunden und ein Bleiben in der Prämie daher ohnehin zur Refinanzierung dieser Anfangsinvestition notwendig sei.

Im folgenden Vortrag analysierte *Herr Dr. Marian Klobasa* vom Fraunhofer ISI die Direktvermarktung im System der Energieregulierung. Als Einstieg stellte er die Vor- und Nachteile verschiedener Förderinstrumente für erneuerbare Energien in der EU vor. Es zeichne sich ein klarer Trend in Richtung Einspeisevergütung ab, da diese in hohem Maße zum Ausbau anrege und geringere Kosten verursache. Allerdings sei die Markt- und Systemintegration bei Einspeisetarifen nicht wie bei Quotenmodellen integraler Bestandteil der Regulierung. Die Direktvermarktung ziele deshalb darauf ab, die Vorteile der Einspeisevergütung mit effektiver Markt- und Systemintegration zu verbinden und die Eigenverantwortung der Anlagenbetreiber zu stärken. Außerdem werde ein Wettbewerb um die effizienteste Vermarktung der erneuerbaren Energien geschaffen. Zukünftige Herausforderungen lägen in der Verbesserung der Prognosegenauigkeit und der Steuerbarkeit der erneuerbaren-Energien-Anlagen. Anreize, die Prognosen zu verbessern, gab es bisher nur auf Seiten der Netzbetreiber. Durch die Marktprämie würden die Anreize nun auf die Vermarkter ausgeweitet, die dadurch Mehreinnahmen erzielen könnten. Daten für 2012 zeigten, dass die Prognosegüte der Direktvermarkter aufgrund kleinerer Portfolios bisher etwas geringer ausfalle als die der Übertragungsnetzbetreiber. Der Bedarf für die Steuerbarkeit der Anlagen resultiere aus der zunehmenden Zahl von Stunden mit Überschüssen und Engpässen bei der Erzeugung. Zukünftig würden im Mittel zwischen 150 und 300 Stunden pro Jahr mit sehr niedriger Residuallast erwartet, in denen Anlagen abgeregelt werden müssten. In diesen Situationen komme es zu negativen Marktpreisen, z.B. kurz vor dem Nachfrageanstieg am Morgen und am Abend.

Dr. Klobasa fasste die bisherigen Erfahrungen mit der Direktvermarktung zusammen. Er hob den Erfolg der Marktprämie, vor allem bei der Windenergie, sowie die hohe Vielfalt der Akteure hervor. Etwa 20 Unternehmen vermarkten derzeit fremde Anlagen als Dienstleister (davon sieben Unternehmen 70 % der Erzeugungsleistung in der Marktprämie), wobei es sich hauptsächlich um neue Akteure handele. Direktvermarkter hielten Anlagenbetreiber an, Wartungs- und Stillstandszeiten zu berichten. Zudem werde die Onlineanbindung der Ist-Einspeisung der Anlagen verbessert, um am Intra-Day Handel teilnehmen zu können und bei der Steuerbarkeit sei durch den sog. „Fernsteuerbarkeitsbonus“ mit Nachrüstungen zu rechnen. Bei Biomasseanlagen werde die bedarfsgerechte Fahrweise z.T. schon praktiziert, wenn auch die Entwicklung hier weniger dynamisch sei als gehofft. Erste Biomasseanlagen hätten sich zudem für den Reserveenergiemarkt präqualifiziert und auch die Einbindung fluktuierender Energien in den Reserveenergiemarkt werde diskutiert. Insgesamt sei die Vermarktung bei großen Direktvermarktern derzeit vergleichbar mit der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Zukünftig könnten sich mit der Vermarktung an Endkunden, der Integration von Lastmanagement und virtuellen Kraftwerken weitere Möglichkeiten zur Flexibilisierung ergeben. Die Marktprämie biete die Möglichkeit, verschiedene Modelle auszuprobieren, damit sich das effizienteste Vermarktungsmodell am Ende durchsetzen kann. Zusammenfassend hob Dr. Klobasa hervor, dass die

Direktvermarktung wichtige Impulse zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit, zur Stärkung der Steuerbarkeit, zum Ausbau der Aktivitäten im Reservemarkt und zur Etablierung neuer Akteure gegeben haben. Dies sei aus wettbewerblicher und marktlicher Sicht zu begrüßen.

Herr Dr. Wolfram Vogel von der EPEX Spot referierte über den Börsenhandel von erneuerbaren Energien. Er erläuterte zunächst die Funktionsweise des Energiehandels und stellte die EPEX Spot vor. Das deutsch-französische Joint Venture betreibe seit knapp vier Jahren Spotmärkte für Strom in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz, wobei Deutschland und Österreich als ein Markt zu betrachten seien. Der Spotmarkt bestehe aus dem Day-Ahead-Markt (Handel am Tag vor der Lieferung) und dem Intraday-Markt (Handel Stunden vor der Lieferung). Dr. Vogel legte dar, dass der Spotmarkt durch den Zubau der erneuerbaren Energien immer mehr an Bedeutung gewinne. Der stärkste Anstieg bei den Handelsvolumina sei beim Intraday-Handel zu verzeichnen (+57 % in Deutschland 2011). Die steigende Bedeutung der Erneuerbaren führe zu vielen Herausforderungen, auch bei der Preisbildung. Die Ausgleichsmechanismusverordnung, die die Übertragungsnetzbetreiber zwingt, EEG-Strommengen am Spotmarkt zu vermarkten, habe sich dabei als erfolgreich erwiesen. Die Börse sei in der Lage gewesen, die zusätzlichen Volumina zu absorbieren, die Volatilität der Preise habe abgenommen und das Verfahren überzeuge durch Transparenz. Seit Beginn 2012 nehme nun die Direktvermarktung über die Marktprämie zu und die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber ab. Allerdings verfüge die EPEX-Spot nicht über Daten zur Gesamtvermarktung unter der Marktprämie, da ein Teil der Volumina bilateral über den OTC-Markt gehandelt werde. Auf den Preis wirkt sich die Direktvermarktung als Verschiebung der Angebotskurve nach rechts aus, so dass der Preis sinke. Dr. Vogel wies außerdem auf die Veränderung der Peak-Base-Struktur hin. Vor allem im Sommer läge der Peak-Preis näher beim Base-Preis und in einzelnen Fällen auch darunter. Die Berichterstattung über insgesamt fallende Marktpreise sei allerdings mit Vorsicht zu genießen: So liege der Grundlastpreis im Oktober 2011 im Schnitt bei 43 Euro/MWh im Vergleich zu 44 Euro/MWh vor Fukushima. Preissenkungen zeigten sich eher auf dem Terminmarkt als auf dem Spotmarkt.

Anschließend stellte Dr. Vogel die Entwicklung bei der europäischen Marktintegration vor. Seit 2010 betreibe die EU die Marktkopplung („market coupling“). Dazu berechneten die Übertragungsnetzbetreiber die verfügbare Kapazität der Grenzkoppelstellen, die dann in den Büchern der Börse bei der Festlegung der Preise berücksichtigt werde. Das Ergebnis sei eine Preiskonvergenz auf den verbundenen Märkten. Bereits in 60 % aller Stunden stellten sich in den gekoppelten Märkten gleiche Großhandelspreise ein. Dadurch könnten Preisspitzen geglättet und der Anstieg negativer Preise gedämpft werden. Zudem werde die Versorgungssicherheit verbessert. Die Flexibilisierung des Intraday-Handels erlaube zudem den Handel über Landesgrenzen hinweg, was bereits zu einem Anstieg der gehandelten Volumina geführt habe. Im Januar 2012 seien zudem 15-Minuten-Kontrakte eingeführt worden, die die Einbindung von erneuerbaren Energien erleichterten. Sie würden

überwiegend für die Solarenergie genutzt. In seinem Fazit hob Dr. Vogel hervor, dass die Strombörse sich als geeignetes Instrument der Marktintegration erwiesen habe. Die Kopplung der europäischen Märkte erleichtere diesen Prozess. Ziel sollte es sein, eine bedarfsgerechte, gesteuerte Einspeisung durch Preissignale zu erreichen – die Direktvermarktung sei ein wichtiges Element dafür. Trotz aller Kritik erfülle der Energy-Only-Markt in Deutschland diese Aufgabe bisher gut und werde dafür auch außerhalb Deutschlands bewundert.

In der anschließenden Diskussion wurde noch einmal das Thema negative Preise aufgegriffen und nach der Notwendigkeit einer Mengenregulierung im EEG gefragt. Dr. Klobasa führte zunächst aus, dass die zukünftige Entwicklung negativer Preise stark von den Annahmen zum Stromexport abhängen. Mit Blick auf das EEG erinnerte er daran, dass mit dem 52-GW-Deckel bei der Photovoltaik bereits ein Mengeninstrument eingeführt worden sei. Die Einspeisevergütung bleibe aber weiterhin wichtig, um Investitionssicherheit für den notwendigen Ausbau zu garantieren. Hinsichtlich der zukünftigen Rolle von Speichern zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer berichtete Dr. Klobasa, dass Direktvermarkter die Aufnahme von Speichern in ihr Portfolio diskutierten. Dabei müsse jedoch immer die effizienteste Lösung gefunden werden und derzeit sei gerade die Power-to-gas-Technologie noch sehr teuer. Ein höherer Zubau und marktliche Lösungen, z.B. im europäischen Verbund oder durch eine Direktvermarktung näher am Endkunden erschienen kurzfristig vielversprechender. Ein weiterer Teilnehmer fragte, ob der Stromaustausch mit Frankreich nicht dazu führen könnte, dass dort die Anreize zum Ausbau der Erneuerbaren sanken. Dr. Vogel stellte klar, dass Strom keine Farbe habe und der Bieterprozess anonym ablaufe, die Börse also keine Information über die Herkunft des Stroms transportiere. Abschließend wurden die Preisunterschiede zwischen Termin- und Spotmärkten thematisiert. Dr. Vogel erläuterte, dass die Preisunterschiede nicht erheblich seien, die Märkte aber einer unterschiedlichen Logik folgten. Während die Terminmarktpreise die Erwartungen an die Zukunft spiegelten, sei der Spotmarkt sehr stark vom Wetter geprägt.

Im ersten Vortrag des Nachmittags beleuchtete *Herr Thorsten Grantner*, 2. Vorsitzender des Verbandes unabhängiger Experten im Bereich Erneuerbare Energien, Recht und Technik (ERT), die Direktvermarktung in der Praxis der Umweltgutachterinnen und Umweltgutachter. Nach einer kurzen Vorstellung des Verbandes berichtete Herr Grantner, dass das Interesse an der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie in der Biogasbranche insgesamt hoch sei. Konkret galten die Anfragen an den ERT vor allem der Frage, wie die installierte Leistung bei gleichbleibender Bemessungsleistung erhöht werden könne, ob Substrate eingespart werden und die Fahrweise saisonal variiert werden könne. Herr Grantner stellte anschließend die Schritte bis zum flexiblen Anlagenbetrieb im Einzelnen vor und erläuterte, dass dieser Prozess zwischen drei und zwölf Monate dauern könne. Der Informationsgrad bei den Betreibern sei noch sehr unterschiedlich, zum Teil würden Betreiber auch durch Warnungen aus der Branche abgeschreckt und die neuen Akteure im Stromhandel hätten bisher noch keine große Bekanntheit erreicht. Eine weitere

Unsicherheit betreffe den Anlagenbegriff bei Erweiterung des BHKWs, zu dem derzeit ein Verfahren bei der Clearingstelle EEG laufe (Empfehlungsverfahren 2012/19). Einige Betreiber fürchteten zudem Probleme durch die Fernsteuerung ihrer Anlagen. Im letzten Teil seines Vortrags diskutierte Herr Grantner die Kriterien der Anlageneignung nach § 33i EEG 2012, die die Umweltgutachter bestätigen müssen. Der ERT arbeite derzeit an Leitlinien für die Durchführung des Begutachtungsverfahrens, die allerdings keine technischen Standards oder eine rechtliche Auslegung enthalten werden. Aus Sicht des ERT seien folgende Kriterien für die Eignungsprüfung relevant: technische Eignung, Verlagerungspotenzial (ohne Mindestgrenzen) und Einhaltung einer bedarfsorientierten Stromerzeugung auf Grundlage der Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter. Durch einen Probetrieb könne die Einhaltung der Kriterien nachgewiesen werden. In seinem Fazit bewertete Herr Grantner die Flexibilisierung von Biogasanlagen als ökologisch und ökonomisch sinnvoll, wies aber auch auf den weiteren Informations- und Klärungsbedarf der Betreiber hin.

In den folgenden vier Vorträgen stellten Verbandsvertreterinnen und -vertreter die spezifischen Erfahrungen mit der Direktvermarktung im Bereich Wind-, Bio-, und Solarenergie sowie aus Sicht der Netzbetreiber vor. Alle Referentinnen und Referenten nutzten die Gelegenheit, um sich beim Team der Clearingstelle EEG für dessen Leistungen und die hervorragende Zusammenarbeit zu bedanken.

Zunächst berichtete *Frau Sonja Hemke*, Referentin beim Bundesverband Windenergie (BWE), über die Direktvermarktung von Strom aus Windenergie. Fast jeder Anlagenbetreiber habe sich mit der Marktprämie beschäftigt und 79 % der insgesamt installierten Windenergieleistung befänden sich nun in der Marktprämie, während das Grünstromprivileg stark an Bedeutung verloren habe. Die sonstige Direktvermarktung spiele bisher keine Rolle. Viele praktische Fragen blieben noch zu klären – auch im Gespräch mit dem BDEW. Große Unsicherheit habe die Diskussion über die Mehrwertsteuerpflicht ausgelöst, die nun durch das BMF-Schreiben geklärt werden konnte. Weitere Fragen beträfen die Abrechnung über eine gemeinsame Messeinrichtung sowie der Datenaustausch zwischen Netzbetreibern, Händlern und Anlagenbetreibern. Als bisherige Effekte der Direktvermarktung nannte Frau Hemke die Etablierung von 30 bis 50 Direktvermarktern, Investitionen in verbesserte Prognosen und neue Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber über Wartungs- und Stillstandszeiten. Im Jahr 2013 müsste der Datenabgleich mit den Netzbetreibern zum Einspeisemanagement noch optimiert werden und auch der Ausbau der Fernsteuerbarkeit werde durch den Bonus noch einmal an Dynamik gewinnen. Ein weiteres Zukunftsthema sei die Bereitstellung von Regelleistung durch Windenergieanlagen, die laut der Bundesnetzagentur Ende 2013 erfolgen könnte. Anschließend wandte sich Frau Hemke der Managementprämien-Verordnung zu. Welche Wirkung die Absenkung der Managementprämie entfalten werde, bleibe abzuwarten. Eventuell könnte es zu einer Konsolidierung bei den Direktvermarktern kommen. Zu klären sei außerdem, welche Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit gestellt werden müssen und welche Nachweispflichten damit verbunden seien.

Eine offene Frage sei daneben, ob es für Anlagenbetreiber, die bereits in eine Messeinrichtung investiert haben, Bestandschutz gebe, nachdem die Smart-Meter-Pflicht eingeführt wurde. Weiterhin sei das Zusammenspiel zwischen Einspeisemanagement und Fernsteuerbarkeit zu klären, insbesondere im Fall widersprüchlicher Anforderungen von Netzbetreibern und Vermarktern sowie mit Blick auf die Kompensation. In ihrem Ausblick benannte Frau Hemke einige zukünftige Herausforderungen der Marktintegration. Als eine Möglichkeit könnte die Zusammenführung von Marktprämienmodell und Grünstromprivileg angedacht werden, wobei gleichzeitig der Ausbau der erneuerbaren Energien durch verlässliche Investitionsbedingungen abgesichert werden müsse.

Herr Daniel Hölder, Vorstandsmitglied im Bundesverband Bioenergie (BBE), kommentierte die Regelungen der Direktvermarktung aus Sicht der Bioenergie. Er erläuterte zunächst, dass der Wert der Bioenergie in einem System mit immer höheren Erneuerbaren-Anteilen in der Flexibilität und nicht in der Grundlast liege. Nur durch eine Absenkung der konventionellen Must-Run-Kapazitäten und durch systemdienstleistungsfähige Erneuerbare könne die Abregelung von Erneuerbaren begrenzt werden. Bioenergieanlagen nutzten die Marktprämie, die Flexibilitätsprämie und beteiligten sich zunehmend an der Bereitstellung von Regelenergie, hauptsächlich an der Minutenreserve. Die Direktvermarktung sei insgesamt eine große Chance für die Branche, bringe aber auch Herausforderungen mit sich. Die praktische und rechtliche Abwicklung der Marktprämie laufe gut, die Flexibilitätsprämie erfülle dagegen die in sie gesetzten Erwartungen bisher nicht. Als Gründe nannte Herr Hölder die Zurückhaltung der Banken (aufwendige Vertragsprüfung), rechtliche Unsicherheiten (vor allem der Anlagenbegriff bei Erweiterung) und die zu geringe Bemessung der Prämie. Ein weiteres Thema sei die Frage, ob ein zeitweiliger Ausstieg aus der Flexibilitätsprämie zu deren dauerhaftem Verlust führe. Sollte dies der Fall sein, könnten Banken unter Umständen zehnjährige Bürgschaften verlangen. Herr Hölder beklagte, dass die Wechselprozesse zwischen den Vermarktungsformen zurzeit noch sehr aufwendig seien, wobei durch einheitliche Formulare und Automatisierung aber Besserung zu erwarten sei. Bei der Sekundärregelung könnten Day-Ahead-Ausschreibungen statt Wochenausschreibungen die Beteiligung der Bioenergie ermöglichen. Fraglich sei allerdings noch, was passiere, wenn Regelenergie aufgrund von Abregelung nicht geliefert werden kann. In seinem Fazit forderte Herr Hölder die Flexibilitätsprämie auch auf die feste Biomasse auszuweiten und wünschte sich insgesamt eine bessere Berücksichtigung der Bioenergie bei der Markt- und Systemintegration.

Herr René Groß, Referent für Energierecht beim Bundesverband für Solarwirtschaft (BSW), beleuchtete die Direktvermarktung von Solarstrom. Hierbei sei insbesondere die sonstige Direktvermarktung relevant, wobei allerdings noch viele Fragen offen seien. Die Marktprämie spiele eine kleine Rolle mit Wachstumspotential – im November 2012 machte Solarstrom 7 % der Kapazität in der Marktprämie aus – und das Grünstromprivileg sei nahezu irrelevant (0,1 % Solaranlagen). Es gebe zehn größere Direktvermarkter, die Photovoltaikanlagen aufnehmen,

allerdings in der Regel erst ab 250 kW installierter Leistung. Dadurch sei mindestens die Hälfte aller Anlagen ohnehin von der Direktvermarktung ausgeschlossen. Die viertelstündige Erfassung der Ist-Einspeisung stelle ein weiteres Hemmnis dar. Unklar sei schließlich, inwieweit die Marktprämie mit dem Marktintegrationsmodell kompatibel ist. Bei der sonstigen Direktvermarktung stellten sich die meisten Fragen für Solaranlagenbetreiber. Als Hemmnis nannte Herr Groß insbesondere die Begrenzung von Stromlieferverträgen auf maximal zwei Jahre, wodurch die Fremdfinanzierung erschwert werde. Eine Lösung wäre die Bündelung von Anlagen durch Dienstleister. In seinem Fazit wies Herr Groß darauf hin, dass im dritten Quartal 2012 ein starker Markteinbruch in großen Teilen des Photovoltaikmarktes zu erwarten sei. Vor diesem Hintergrund forderte er, die rechtlichen Hürden bei der Direktvermarktung zügig zu beseitigen.

Abschließend ergänzte *Frau Constanze Hartmann*, Fachgebietsleiterin für den Bereich erneuerbare Energien beim BDEW, die Sicht der Netzbetreiber auf die Direktvermarktung. Frau Hartmann wandte sich zunächst den Bedingungen für den Wechsel zwischen den Direktvermarktungsformen und der festen Einspeisevergütung nach § 33d EEG 2012 zu. Sie stellte die detaillierten Anforderungen an die Wechselmitteilung hinsichtlich Frist, Wechseldatum (nur zum 1. Kalendertag des Monats), Mitteilungsform (im vorgegebenen Format) und Mitteilungsinhalt (Angabe der Form der Direktvermarktung und gewünschter Bilanzkreis) vor. Werden diese Anforderungen nicht eingehalten, erfolge der Übergang in die Direktvermarktung, aber es werde als Sanktion keine Marktprämie gezahlt. Frau Hartmann wies zudem auf die Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu „Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom)“ hin, die das Verfahren ab 1. Oktober 2013 verbindlich regelt und bis dahin Übergangsvorschriften vorsieht. Offen sei noch, wie sich während der Übergangszeit bis zum 1. Oktober 2013 ein Rückwechsel aus der Direktvermarktung in die Einspeisevergütung – z.B. nach einem Verfahrensfehler – auswirkt. Abschließend wandte sich Frau Hartmann der Managementprämienverordnung (MaPrV) zu, für die der BDEW derzeit eine Auslegungshilfe erarbeite. Die Anwendung von § 3 Abs. 3 MaPrV zu intelligenten Messsystemen werfe derzeit noch viele Fragen hinsichtlich der technischen Umsetzung und der Vergütungsrelevanz auf. Laut der Auslegungshilfe des BDEW müsse die Fernsteuerung der Anlagen nur dann über das Messsystem erfolgen, wenn dieses dafür ausgelegt sei und auch tatsächlich zur Verfügung stehe. Voraussetzung hierfür wiederum sei, dass entsprechende Geräte am Markt erworben werden können und die Einbaupflicht laut Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erfüllt werden könne. Auch wenn die Anforderungen nach § 3 Abs. 3 MaPrV nicht eingehalten werden, entfalle die Managementprämie nicht und auch ein Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber sei nicht erforderlich.

In der *Abschlussdiskussion* wurden hauptsächlich Fragen zu den Details des Wechsels zwischen Vermarktungsformen und zur Steuerbarkeit von Anlagen sowie zum Thema Direktvermarktung von Solarstrom debattiert. Frau Hemke fragte zunächst noch einmal nach der Nachrüstpflicht bei Messsystemen nach bereits erfolgter Investition. Frau Hartmann

erläuterte, dass sich aus der MaPrV kein Bestandsschutz ergebe, aber nach vorläufiger Einschätzung des BDEW eine ruhende Einbaupflicht für die Messsysteme nach § 21 EnWG auch zu einem Ruhen der Verpflichtungen nach § 3 MaPrV führen müsste. Verschiedene Anmerkungen betrafen das vorgeschlagene Excel-Formular für den Wechselprozess der BNetzA. Schwierigkeiten bereiteten zum einen die geforderte Unterschrift, die mit Excel nicht kompatibel sei, und zum anderen die Übermittlung durch Dritte im Auftrag des Anlagenbetreibers. Herr Weißenborn vom BDEW stellte klar, dass die Durchführung eines Wechsels durch einen Dritten dessen Bevollmächtigung durch den Anlagenbetreiber voraussetze. Idealerweise sollten Dritte schon im Vorhinein Kontakt mit dem Netzbetreiber aufnehmen. Mit Blick auf die Einrichtungen für die Fernsteuerbarkeit und die Ist-Abrufung diskutierten die Teilnehmer darüber, ob es notwendig sei, eine Parallelstruktur zu der bereits vom Netzbetreiber installierten Technik aufzubauen. Frau Hartmann und Herr Müller wiesen daraufhin, dass die Managementprämienverordnung keine zusätzlichen Einrichtungen verlange. Herr Weißenborn gab zu bedenken, dass die Netzbetreiber allerdings nicht verpflichtet seien, die Datenweiterleitung und andere Aufgaben kostenfrei zu übernehmen. Als Antwort auf die Frage, ob der Direktvermarkter für entgangene Erträge hafte, wenn er die Anlage abregelt, stellte Herr Hölder klar, dass dies im Direktvermarktungsvertrag geregelt werden müsse. Zum Thema Direktvermarktung von Solarenergie warf eine Teilnehmerin die Frage auf, warum die direkte Stromlieferung z.B. an Mieter nicht stärker gefördert werde. Ein anderer Teilnehmer wies dagegen auf das neue „solare Grünstromprivileg“ nach § 39 Abs. 3 EEG 2012 hin. Herr Groß führte aus, dass der Begriff „solares Grünstromprivileg“ zwar missverständlich sei, da es sich nicht um Direktvermarktung handele, die Regelung aber dennoch eine wirtschaftliche Lösung für viele Anlagenbetreiber sein könnte, die keine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage bekommen können. Eine Teilnehmerin beklagte die Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Marktintegrationsmodells, das zur direkten Stromlieferung zwingt, obwohl diese mit vielen Schwierigkeiten, z.B. mit Blick auf Zähler und Abwicklung der EEG-Umlage, behaftet sei. Herr Groß pflichtete dieser Sichtweise bei, sah aber den Vorteil der Regelung darin, dass Anlagenbetreiber gezwungen seien, sich mit neuen Fragen auseinandersetzen, und sich eventuell neue Dienstleister entwickeln könnten.

In seinem Resümee zum Tag bedankte sich Dr. Lovens bei allen Beteiligten für die Mitwirkung sowie für die Glückwünsche. Die Clearingstelle EEG wolle erreichen, dass alle Beteiligten schneller zu ihrem Recht kommen bzw. ihre Pflichten schnell kennen. Besonders erfreut zeigte sich Dr. Lovens über die zunehmende Verzahnung von Rechtsprechung und den Entscheidungen der Clearingstelle EEG. Abschließend wies er auf das neue schiedsrichterliche Verfahren der Clearingstelle EEG hin, das von allen Einzelverfahren die schnellste Klärung erlaube. Im Anschluss an das Fachgespräch lud Dr. Lovens alle Anwesenden zum Jubiläumsempfang der Clearingstelle EEG ein.