

Tagungsbericht zum 14. Fachgespräch der Clearingstelle EEG
„Netzanschluss: Recht & Technik“
am 12. Juni 2013

Am 12. Juni 2013 veranstaltete die Clearingstelle EEG zu dem Thema „Netzanschluss: Recht & Technik“ ihr 14. Fachgespräch in der Landesvertretung Schleswig-Holstein in Berlin-Mitte.

Der Leiter der Clearingstelle EEG, Dr. Sebastian Lovens, eröffnete das Fachgespräch und hieß die Teilnehmer herzlich willkommen. Er bedankte sich für das Interesse an der Veranstaltung und wies darauf hin, dass es sich um das erste kostenpflichtige Fachgespräch der Clearingstelle EEG handelte. Er führte aus, dass die Tagungsentgelte lediglich kostendeckend seien und so allen zum Fachgespräch angemeldeten Personen die Veranstaltungsteilnahme gewährt werden konnte. Weiterhin ging Dr. Lovens auf die letzten Entwicklungen in der Clearingstelle EEG ein: Hinsichtlich der personellen Entwicklungen in der Clearingstelle EEG stellte er die neue Mitarbeiterin Aylin Berk vor, die derzeit Antje Hepting im Bereich „Beschaffung und Budget“ vertritt. Weiterhin sei ein Arbeitsschwerpunkt der Clearingstelle EEG in diesem Jahr die Bearbeitung einzelner Anfragen und der Abbau des Überhangs in Verfahren seit der PV-Novelle im letzten Jahr. Einzelfallsbezogene Verfahren seien der Schwerpunkt im Jahr 2013. Das Schiedsverfahren sei effizienteste und schnellste einzelfallbezogene Verfahren für rechtliche Einschätzungen im Einzelfall.

Außerdem wies Dr. Lovens auf die Medienkooperation mit dem Erich Schmidt Verlag hin und stellte den Herausgeber der Fachzeitschrift „ER - EnergieRecht“ Prof. Dr. Tilman Cosack und Sven Clever aus dem Lektorat Umweltrecht, Umweltschutz des Erich Schmidt Verlags vor.

Dr. Volker Hoppenbrock, Referent im Referat E I 7 im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, hielt einen einführenden Vortrag zum Überblick über die Regelungen im EEG zum Netzanschluss und deren Bedeutung für die Energiewende.

Kernelement der Energiewende sei der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Zielsetzung der Bundesregierung sei eine Erreichung von 35 % beim Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 und schrittweise mindestens 80% bis 2050. Das EEG sei dabei das Steuerungsinstrument Nummer eins und werde es wahrscheinlich auch bleiben. Volkswirtschaftlich positiv und damit wettbewerbssichernd wirke sich eine angestrebte steigende Energieeffizienz sowie ein verringerter Energieverbrauch aus. Notwendig, um diese Ziele erfolgreich umsetzen zu können, sei der Netzausbau. Es würden Netze benötigt, die flexibel und leistungsstark sind. Dazu sei gerade das Bundesbedarfsplangesetz beschlossen worden, wobei die Integration der erneuerbaren Energien in die Netze eine zentrale Rolle spiele. Eine Herausforderung dabei sei die Netz- und Systemintegration der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne.

Im Folgenden ging Dr. Hoppenbrock auf die Normen des EEG zum Netzanschluss ein: § 5 EEG 2012 regle die Netzanschlusspflicht für den Netzbetreiber. Aus dem zwischen Anlagenbetreiberinnen bzw. -betreibern und Netzbetreibern begründeten gesetzlichen Schuldverhältnis folge die Abnahme- sowie die Vergütungspflicht für den Strom. § 5 Abs. 1 EEG regle den vorrangigen Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Dieser müsse unverzüglich, also ohne schuldhaftes Zögern, erfolgen. Bei der Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes komme es öfter zu Streitigkeiten, da hier

Anlagenbetreiberinnen und -betreiber die Kosten bis zum Netzverknüpfungspunkt tragen müssten und Netzbetreiber die Kosten der Kapazitätserweiterung. Nach der rechtlichen Prüfungsreihenfolge müsse der Netzverknüpfungspunkt zunächst für die entsprechende Netzebene geeignet sein, es folge ein Variantenvergleich, um den wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt zu bestimmen. Zunächst bestehe im Gesetz eine widerlegliche Vermutung, dass zunächst der der Anlage am nächsten liegende Netzverknüpfungspunkt auch der günstigste Netzverknüpfungspunkt ist. Wenn der Netzbetreiber einen anderen Netzverknüpfungspunkt sehe, müsse er zeigen, dass dieser günstiger sei als der nächstgelegene.

In § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG sei eine Kleinanlagenregelung normiert, nach der die unwiderlegliche Vermutung bestehe, dass der Hausanschluss der günstigste Netzverknüpfungspunkt für Anlagen bis 30 Kilowatt sei. Die Anlagenbetreiberinnen bzw. -betreiber hätten allerdings gemäß § 5 Abs. 2 EEG zunächst ein Wahlrecht bzgl. des Netzanschlusspunktes. Schließlich aber habe der Netzbetreiber das Letztzuweisungsrecht gemäß § 5 Abs. 3 EEG, müsse aber die Mehrkosten tragen.

Der Auskunftsanspruch aus § 5 Abs. 5 und 6 sei relativ neu im EEG und beruhe auf der Europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie. Ziel sei hierbei eine Beschleunigung des Netzanschlusses sowie die Schaffung von Planungssicherheit für den Anlagenbetreiber. Nach Zugang des Netzanschlussbegehrens der Anlagenbetreiberinnen und -betreiber müsse der Netzbetreiber einen Zeitplan für die Einrichtung des Netzverknüpfungspunktes vorlegen. Weiterhin bestehe gemäß Abs. 6 eine Informationspflicht des Netzbetreibers für Netzdaten und die Pflicht zur Leistung eines Kostenvoranschlags.

Er fügte hinzu, dass §§ 13,14 EEG die Kostentragungspflichten von Anlagen- und Netzbetreibern hinsichtlich des Netzanschlusses regelten und wies auf das laufende Hinweisverfahren 2013/20 der Clearingstelle EEG zur Kostentragung bei Netzverträglichkeitsprüfungen hin.

Laut den technischen Vorgaben des § 6 Abs. 1-3 EEG könnten Netzbetreiber ausnahmsweise gemäß § 11 Abs. 1 EEG ferngesteuert auf Erneuerbare-Energien-Anlagen zugreifen und ins Einspeisemanagement einbeziehen. Die Regelung dürfe allerdings nur solange erfolgen, wie das Netz nicht optimiert bzw. entsprechend ausgebaut ist, so dass ausnahmsweise unbeschadet der Pflicht gemäß § 9 unter Umständen die Leistung der Anlagen abregelt werden dürfe, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen.

Anschließend ging Dr. Hoppenbrock auf § 6 Abs. 1 EEG ein, der die technischen Einrichtungen für größere Anlagen ab 100 Kilowatt regelt. Dabei reichten seit 2012 keine betrieblichen Einrichtungen zur ferngesteuerten Abregelung mehr aus, es müssten technische Einrichtungen sein. Anlagenbetreiber und Netzbetreiber müssten sich hier verständigen, welche Technik im Einzelfall eingesetzt wird. Dazu hätten BMU und BNetzA Anwendungshinweise herausgegeben, in denen u.a. die Wahrung des Verhältnismäßigkeitsprinzips eine Rolle spielt.

Kleinere PV-Anlagen mit weniger als 30 Kilowatt müssten nach § 6 Abs. 2, 3 EEG nicht mit Abregelungstechnik, sondern lediglich mit Technik zu ferngesteuerter Reduzierung der Leistung ausgerüstet werden, die kostengünstiger sei. Anlagen mit einer installierten Leistung von 30-100 kW müssten jedoch zukünftig damit ausgerüstet bzw. nachgerüstet werden.

Abschließend fasste Dr. Hoppenbrock zusammen, dass der vorrangige Netzanschluss ein Kernelement des EEG und bereits im Stromeinspeisegesetz vorhanden gewesen sei. Es habe sich bewährt. Das Einspeisemanagement und damit auch die technischen Vorgaben nach § 6 EEG erhielten eine immer größere Bedeutung, da der Netzausbau noch nicht mit dem Ausbau der

erneuerbaren Energien Schritt halte. In der Europäischen Union gebe es zudem Harmonisierungsbestrebungen bei technischen Netzanschlussbedingungen, außerdem seien Grid Codes geplant.

Dr. Hartmut Kahl, wissenschaftlicher Referent und Leiter des Forschungsgebiets „Internationales Umweltenergierecht“ der Stiftung Umweltenergierecht, erklärte, sich in seinem Vortrag auf § 5 Abs. 1, 2, 3 EEG 2012 zu beschränken, auch wenn die Thematik „Rechtsfragen zum Netzanschluss“ daneben auch die §§ 5-14 umfasse.

Dr. Kahl stellte die Frage, wo der richtige Netzverknüpfungspunkt liege. Diese sei essentiell für das Funktionieren des EEG, da alle Erneuerbare-Energien-Anlagen ans Netz angeschlossen werden müssten. Wichtig sei es zu betonen, dass die Verteilnetzbetreiber die große Aufgabe der Anschlusslast gestemmt hätten in den letzten Jahren. Es sei nun die Pflicht des Gesetzgebers, der Rechtsanwender und der Wissenschaft, den Netzbetreibern eine Anleitung an die Hand zu geben, wie mit den ersten drei Absätzen des § 5 EEG umzugehen sei.

Zunächst ging Dr. Kahl auf die Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes in dem Sinne, wie sie der Bundesgerichtshof (BGH) ausgeformt hat, ein. Anlagen seien nach dem Wortlaut des § 5 Abs. 1 S. 1 EEG „unverzüglich und vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (...), wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Netzverknüpfungspunkt aufweist“. Diese führe zum Variantenvergleich und werfe die Frage auf, ob dieser auch im selben Netz angestellt werden könne. Es bestehe inzwischen seit der Einführung des EEG 2009 eine mehrjährige Kontroverse über diese Frage bis hinein ins EEG 2012. Dr. Kahl ging dazu auch auf Rechtsprechung bspw. des OLG Düsseldorf und des OLG Hamm ein.

Dr. Kahl wies darauf hin, dass der Bundesrat eine ausdrückliche Ergänzung des Wortlautes dahingehend gewollt habe, so, dass es heißt: „(...) wenn nicht *dieses oder* ein anderes Netz (...)“. Die Bundesregierung habe jedoch daraufhin eingeräumt, dass dazu höchstrichterliche Rechtsprechung erwartet werde und eine erneute Umformulierung zu mehr Rechtsunsicherheit führen könne.

Nachfolgend ging Dr. Kahl auf die Entscheidung des BGH vom 10. Oktober 2012 ein, der an seiner bestehenden Auffassung für das EEG 2000 und das EEG 2004 bezüglich des günstigsten Netzverknüpfungspunktes für das EEG 2009 festgehalten habe. Der Wortlaut sei im EEG 2012 kein anderer, weswegen man davon ausgehen könne, dass diese Auslegung auch für das EEG 2012 gelte.

Weiterhin bemerkte Dr. Kahl, dass allerdings selbst nach dem genannten Urteil des BGH diese Frage noch nicht abschließend geklärt zu sein scheine und verwies dazu auf das Urteil des Landgerichts Kiel vom 25. Januar 2013, in welchem es die Auffassung vertritt, dass der BGH die Grenzen der richterlichen Rechtsfortbildung überschreite. Dr. Kahl widersprach dem und fand, dass der BGH die juristischen Auslegungsmethoden ordentlich angewendet habe. Zusätzlich dazu wies Dr. Kahl darauf hin, dass - so erfreulich es sei, dass der BGH diese hochkontroverse Frage geklärt hat - in Deutschland Zivilrechtsurteile nur *inter partes* gelten, d.h. nur zwischen den jeweiligen im Streit befindlichen Parteien, und demnach sei formal kein deutsches Gericht an die Entscheidung des BGH gebunden. Hier werde der Unterschied zu den *common law systems* im angelsächsischen Recht deutlich, in denen die Untergerichte verpflichtet seien, sich an die Urteile der Obergerichte zu halten.

Eine offene Frage, die bleibe, sei, wie beim Variantenvergleich mit mittelbaren Kosten, beispielsweise bei Umspann- oder Netzverlusten, umzugehen ist. Jedoch gebe es dazu zwei *obiter dicta* des BGH, nach denen diese mittelbaren Kosten beim Variantenvergleich unberücksichtigt zu lassen seien. Hinsichtlich der Definition, was ein „anderes Netz“ im Sinne des § 5 Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 2. Halbsatz EEG sei, habe der BGH auf die Betreiberverschiedenheit abgestellt.

Anschließend ging Dr. Kahl auf die Absätze 2 und 3 des § 5 EEG und dabei auf die Frage, wann ein Rechtsmissbrauch des Wahlrechts des Anlagenbetreibers vorliege, ein. Dazu habe der BGH entschieden, dass die Wahl des Netzverknüpfungspunktes durch den Anlagenbetreiber nur dann nicht rechtsmissbräuchlich sei, wenn dem Netzbetreiber dadurch nicht nur unerhebliche Mehrkosten entstünden. Dr. Kahl bemerkte, dass dabei allerdings offen gelassen worden sei, wo die Grenze zur Unerheblichkeit liege.

Im Folgenden erläutert Dr. Kahl das Verhältnis der drei Absätze des § 5 EEG anhand eines Schaubildes (s. Folie 13 der Präsentation).

Hinsichtlich der Sonderregelung des § 5 Abs. 1 S. 2 EEG warf Dr. Kahl die Frage auf, wann der Einwand der Unzumutbarkeit gem. § 9 Abs. 3 EEG für Anlagen bis zu 30 Kilowatt anwendbar sei. Dazu ging er auf die unterschiedlichen Auffassungen aus der Empfehlung 2011/1 der Clearingstelle EEG, dass bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit kein Anspruch auf Anschluss der Kleinanlage am Hausanschluss besteht, und dem nicht rechtskräftigen Urteil des Landgerichts Münster, das die gegenteilige Auffassung vertritt es läge eine umfassende Privilegierung und kein Wirtschaftlichkeitsvorbehalt vor, vom 19. Dezember 2011 ein.

Dr. Kahl schloss seinen Vortrag mit einer Einschätzung der gegenteiligen Auffassungen unter Einbeziehung der jeweiligen Gesetzesbegründungen in den unterschiedlichen Fassungen des EEG.

In der anschließenden Diskussion stellte ein Teilnehmer eine Frage zum Zeitpunkt der Bestimmung des günstigsten Netzverknüpfungspunktes. Er gab zu bedenken, dass der Netzbetreiber nur den Zeitpunkt zugrundelegen könne, in dem das Netzanschlussbegehren gestellt wird. Dies sei aber insbesondere dann problematisch, wenn beispielsweise große Windeignungsgebiete ausgewiesen würden und in kurzer Folge weitere Netzanschlussanfragen am selben Punkt zu erwarten sind. Hier sei es, so der Teilnehmer, günstiger, all diese Windkraftanlagen mit einer größeren Leitung zu verbinden. Er fragte die Referenten, inwieweit sie eine Verpflichtung des Netzbetreibers sähen, den Anlagenbetreiber darüber zu informieren und dies bei der Entscheidung zu berücksichtigen.

Dr. Kahl ergänzte die Frage des Teilnehmers noch um die Frage nach der wirtschaftlichen Zumutbarkeit beim Netzausbau. Dies sei insbesondere bei einzelnen anzuschließenden Anlagen problematisch. Das Risiko die Kosten für Netzausbau nicht in die Anreizregulierung hereinzubekommen liege beim Netzbetreiber, da zu diesem Zeitpunkt noch nicht gesichert sei, ob der entsprechende Zubau wirklich vorgenommen werden wird. Dr. Kahl verwies hierzu auf das qualifizierte Netzanschlussbegehren und den Hinweis 2012/10 der Clearingstelle EEG. Nach geltendem Recht sah Dr. Kahl im Netzanschlussbegehren den für die Bestimmung des günstigsten Netzverknüpfungspunktes zu berücksichtigenden Zeitpunkt, hielt es allerdings für eine Notwendigkeit für Verteilnetzbetreiber, hier strategischer heranzugehen zu dürfen, um vorausschauender planen zu können. Dies würde im Ergebnis, vermutete Dr. Kahl, geringere volkswirtschaftliche Kosten hervorrufen und verwies auf Kataster, die sich um Zubauprognosen bemühten, die von Netzbetreibern zu dahingehenden Einschätzungen zu Hilfe genommen werden könnten.

Ein weiterer Teilnehmer stellte die Frage an Dr. Kahl, wie damit umzugehen sei, wenn in der Planungsphase einer Anlage ganz andere Netzverhältnisse vorlägen als zum letztendlichen

Zeitpunkt der Inbetriebnahme, da in der Zwischenzeit bereits andere Anlagen am selben Netzverknüpfungspunkt ans Netz gegangen seien. Dr. Kahl empfahl dazu, den Anschluss der Anlagen in der Reihenfolge, in der die Netzanschlussbegehren gestellt würden, vorzunehmen. Er räumte allerdings ein, dass das EEG die Unverzögerlichkeit des Netzanschlusses vorschreibe. Daher seien die Anlagen letztendlich nach ihrem jeweiligen Zeitpunkt der Fertigstellung ans Netz anzuschließen.

Ein weiterer Teilnehmer äußerte sich zur Wortlautgrenze bei der juristischen Auslegung. Dieser könne durchaus die Grenze der Auslegung sein. Die Einstellung des Gesetzgebers, auf höchstrichterliche Rechtsprechung zu warten, sei in Anbetracht der Gewaltenteilung und weiterer verfassungsrechtlicher Grundsätze interessant. Dr. Kahl stimmte zu und teilte die Bedenken des Fragenden hinsichtlich der Gewaltenteilung. Er betonte, dass man nicht „über den Wortlaut springen“ könne. Wenn andere Auslegungsmethoden es hergeben, könne man den Willen des Gesetzgebers auslegen. Das Urteil des BGH habe über den Einzelfall hinaus keine Bedeutung und Untergerichte seien in keiner Weise verpflichtet, diese Rechtsprechung anzuwenden. Der Gesetzgeber habe es dennoch dem Senat des BGH in die Hände gelegt, wie das neue Recht des EEG 2012 dahingehend aussehen wird.

Dr. Hoppenbrock ergänzte dazu, dass das EEG 2012 das Änderungsgesetz des EEG 2009 sei und daher, soweit der Wortlaut nicht mit der Novelle geändert wurde, das alte Recht weiter fortgelte.

Prof. Dr. Brückl von der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik der Hochschule Regensburg konzentrierte sich in seinem Vortrag auf das Feld „Integration von Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz“. Das Hauptproblem im Verteilungsnetz sei das Spannungsbandproblem. Prof. Dr. Brückl führte aus, dass über 80% aller Erneuerbare-Energien-Anlagen sich im Verteilnetz befänden. Dabei sei jedoch nicht die Stromtragfähigkeit das Hauptproblem, sondern die Spannungsanhebung.

Prof. Dr. Brückl stellte die prinzipielle Spannungsgleichung vor und leitete daraus vier Lösungsansätze für das Spannungsbandproblem ab: Impedanzreduktion, Blindleistungsmanipulation, Wirkleistungsreduktion sowie die direkte Spannungsregelung. Im Folgenden leitete er aus diesen vier Kategorien jeweils mehrere konkrete Maßnahmen ab, um dem Spannungsbandproblem zu begegnen (s. Folie 7 seiner Präsentation). Diese bewertete er anschließend und stellte vergleichend die Vor- und Nachteile der jeweiligen Maßnahmen vor.

Dabei betonte Prof. Dr. Brückl, dass das Einspeisemanagement kein Tabu sein dürfe. Die Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien müsse seitens der Netzbetreiber möglich sein, wobei diese für die Kosten aufkommen müssten.

Anschließend stellte Prof. Dr. Brückl verschiedene technische und volkswirtschaftliche Fragen und Thesen zur Diskussion. Zunächst ging er dazu auf die 30-kW-Grenze und die Kostenverteilung des Netzausbaus bei Anlagen bis zu 30 kW auf Anlagenbetreiber und ab 30 kW auf Netzbetreiber ein. Er bezweifelte, dass dies das volkswirtschaftlich-technisch sinnvollste Integrationskonzept sei. Auch biete die Möglichkeit der Abwälzung der Kosten wenig Motivation, volkswirtschaftlich günstige Lösungen anzustreben. Er schlug vor, einen Kostenträger – vorzugsweise den Verteilnetzbetreiber – für alle Netzanschlüsse einzuführen.

Weiterhin gebe es Wettbewerbsverzerrungen unter den Technologien. Prof. Dr. Brückl warf die Fragen auf, ob man bei allen Anlagen vorschreiben müsse, ob Blindleistung vorzuhalten ist und, ob die Netzbetreiber nicht selbst entscheiden könnten, wann Blindleistung benötigt wird. Dabei würden Wirkleistung und Blindleistung entkoppelt. Er empfahl, einen eigenen regionalen Q-Markt

für Blindleistungsbereitstellung zu schaffen. Außerdem sprach er sich dafür aus, dass Verteilnetzbetreiber vollständig für den Netzanschluss verantwortlich sein und dass regionale Ausbaukonzepte für ein Clustering bei Windenergie geschaffen werden sollten.

Dr. Beatrice Brunner pflichtete ihren Vorrednern bei, dass der Netzanschluss der Beginn der Einspeisung und daher bedeutend dafür sei, dass es überhaupt zu EEG-Vergütungen und Zuschlägen, den sogenannten Boni, kommt.

Zunächst wies Dr. Brunner darauf hin, dass der Netzanschluss ein Schwerpunktthema innerhalb der Clearingstelle EEG sei und es bisher zu den §§ 5-14 EEG ca. 1000 Anfragen gab. Sie kündigte an, in ihrem Vortrag einerseits darauf einzugehen, welche Verfahrensergebnisse der Clearingstelle EEG es zu diesem Thema gibt und welche, andererseits, in naher Zukunft anstehen.

Häufige Fragen erreichten die Clearingstelle EEG zu folgenden Themen wie zu Fristen hinsichtlich des Netzanschlusses und dazu, ob der Netzbetreiber für die Netzverträglichkeitsprüfung vom Anlagenbetreiber ein Entgelt erheben könne. Dazu habe die Clearingstelle EEG das Hinweisverfahren 2013/20 in unüblicher Weise mit einer Konsultation der Verbände und öffentlichen Stellen zu tatsächlichen Fragen begonnen (siehe Folien 4-5 der Präsentation). Anschließend ging Dr. Brunner kurz auf verschiedene Verfahrensergebnisse der Clearingstelle EEG ein, die auf deren Internetpräsenz abrufbar sind (siehe Folie 6 der Präsentation).

Im Folgenden stellte Dr. Brunner die Empfehlung 2011/1 vor. Der Ausgangspunkt für die Empfehlung sei die Frage gewesen, welches der richtige Netzverknüpfungspunkt gem. § 5 Abs. 1 S. 1 EEG sei. Die Lage des Netzanschlusspunktes sei auch entscheidend dafür, wie hoch die Netzanschlusskosten sind, die Anlagenbetreiber gem. § 13 Abs. 1 EEG bis zum Netzverknüpfungspunkt zu tragen hätten. Netzinterne Maßnahmen gehörten hingegen zur Kapazitätserweiterung.

Uneinigkeit bestehe in Rechtsprechung und Literatur lediglich dahingehend, ob zur Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 2 EEG 2009 auch solche in demselben Netz heranzuziehen sind. Der Variantenvergleich könne - so die Auffassung des BGH und der Clearingstelle EEG - auch im selben Netz liegen. Im Folgenden stellte Dr. Brunner dar, wie die Clearingstelle EEG zu diesem Ergebnis gekommen ist. Der Wortlaut des § 5 Abs. 1 S. 1 EEG sei hier unklar hinsichtlich des Begriffs „anderes Netz“. Daher sei die Norm auslegungsbedürftig gewesen. Dr. Brunner gab zu bedenken, dass es wohl nicht viele Sachverhalte gebe, in denen ein „anderes Netz“ überhaupt in der Nähe einer Anlage liegt, um den Vergleich praktisch anwenden zu können. Es müsse dem Gesetzgeber folglich auf den generell günstigsten Netzverknüpfungspunkt angekommen sein. Systematisch sei § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG eine Spezialausformung des Satz 1. Damit könne der günstigere Netzverknüpfungspunkt auch im selben Netz liegen. Diese Auffassung werde auch durch historische Erwägungen gestützt, da bereits in § 4 Abs. 2 Satz 1 des EEG 2004 ein identischer Halbsatz wie im EEG 2009 und 2012 zu finden gewesen sei. Auch das Letztzuweisungsrecht habe es bereits in § 13 EEG 2004 gegeben. Es habe eine generell andere Funktion, da Mehrkosten insbesondere nicht der Allgemeinheit übergeholfen werden sollten. Genetisch spreche die Änderung des § 5 des Referentenentwurfs des EEG 2009 für die von der Clearingstelle EEG vertretene Auffassung. Nach dem Sinn und Zweck der Norm, sollen volkswirtschaftlich unsinnige Kosten vermieden werden, so die Gesetzesbegründung unter Verweis auf die zuvor genannte BGH-Entscheidung. Dr. Brunner kam nach dieser Auslegung zu dem Schluss, dass der günstigere Netzverknüpfungspunkt auch im selben Netz liegen könne.

Anschließend thematisierte sie die zweite Verfahrensfrage aus der Empfehlung 2011/1 zum Verhältnis von Absatz 1, 2 und 3 in § 5 EEG. Dr. Brunner kam zusammenfassend zu dem Schluss, dass Absatz 3 – das Letztentscheidungsrecht des Netzbetreibers – Absatz 2 und Absatz 1 verdränge. Bezogen auf die letzte Frage des Empfehlungsverfahrens 2011/1, ob der Netzbetreiber die wirtschaftliche Unzumutbarkeit aus § 9 Abs. 3 EEG 2009 – wirtschaftliche Unzumutbarkeit – bei dem Netzanschluss gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 einwenden könne, kam Dr. Brunner zu einem bejahenden Ergebnis. Schließlich stellt Dr. Brunner die laufenden Verfahren der Clearingstelle EEG zu Netzanschlussfragen vor (siehe Folie 15-16 der Präsentation).

Ein Teilnehmer fragte Prof. Brückl, inwieweit er neben der technischen Vorzugswürdigkeit der Regelbarmachung von Ortsnetztransformatoren auch ökonomische Vorteile für einen solchen Systemwechsel sehe und ob es dazu Studien gebe. Prof. Brückl erklärte selbst an einem Systemvergleich zu arbeiten, bei dem volkswirtschaftliche Kosten betrachtet würden. Er führte dazu aus, welche speziellen Schwierigkeiten sich unter dieser Fragestellung ergeben, und kündigte an, dass bis Herbst 2013 erste Ergebnisse zu erwarten seien.

Ein weiterer Teilnehmer ergänzte zum Vortrag von Prof. Brückl, dass statt des kompletten Austausches von Ortsnetztransformatoren auch mit Zusatztrafos gearbeitet werden könne, was demgegenüber kostenparend sei. Er stimmte weiterhin Prof. Brückl in Sachen Blindleistungsmarkt zu, räumte allerdings ein, dass Kompensationseinrichtung seiner Ansicht nach nicht die günstigste Alternative wären und eine Überdimensionierung von Wechselrichtern zu teuer sei. Er vertritt den Ansatz, dass nicht alle Anlagen regelbar sein müssten.

Ein weiterer Teilnehmer unterstrich die Empfehlung von Prof. Brückl des vorausschauenden Netzausbaus insbesondere bei Windenergie. Hinsichtlich der von Prof. Brückl vorgeschlagenen vollumfänglichen Zuständigkeit des Netzbetreibers beim Netzanschluss, äußerte der Teilnehmer Bedenken, da Netzbetreiber hier nicht sämtliche Netzausbaukosten anerkannt bekämen.

Die Referenten des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE, Jörg Reuschel, stellvertretender Vorsitzender im Lenkungskreis Zähl- und Messwesen, außerdem tätig bei der Vattenfall Europe Metering GmbH und Thomas Haubner, tätig bei der Stromnetz Berlin GmbH und Mitglied des Expertennetzwerkes TAB Niederspannung und Projektgruppe „Anforderungen an künftige Zählerplätze“, gingen in ihrem gemeinsamen Vortrag einerseits auf Messsysteme und andererseits auf technische Anschlussbedingungen ein.

Reuschel ging zunächst auf neue Randbedingungen für Anschluss und Messung außerhalb sowie innerhalb des EEG 2012 ein. Einflussfaktoren neben dem EEG auf den Anschluss und die Einspeisemessung dezentraler Erzeugungsanlagen seien neben dem EEG dabei: §§ 21 b – 21 g EnWG, die Messsystemverordnung (MessSysV), das BSI-Smart-Metering-Schutzprofil (PP) und TR 03109 für Datensicherheit und Datenschutz, das Mess- und Eichgesetz (MessEG) und die Eichverordnung sowie die PTB-Anforderung 50.8 als Zusatzvorschrift zur PTB-A 50.7 (siehe Folie 4 der Präsentation). Hiermit solle die Konformität zu den entsprechenden EU-Regularien sichergestellt werden.

Nach § 21c EnWG gebe es eine Pflicht für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt hinsichtlich der Einbindung der Einspeisemessung in BSI-konforme Messsysteme. Reuschel empfahl dazu bei einem Neubau von Anlagen bereits entsprechende Vorkehrungen für zukünftige Entwicklungen zu treffen, wie z.B. Zählerplätze vorzubereiten.

Die nach dem BSI-Schutzprofil definierten Smart-Meter-Gateways würden, so Reuschel, in Deutschlands Smart Grids zukünftig eine zentrale Rolle übernehmen. Hier werde es einen großen Datenfluss geben, weshalb datenschutzrechtliche Betrachtungen hinzukämen. Auch erwartete Reuschel, dass zukünftig kleinere Anlagen - auch aus dem Interesse des Anlagenbetreibers heraus - an solchen Messsystemen teilhaben würden. Weiterhin kündigte Reuschel an, dass die VDE-AR-N 4400 zukünftig überarbeitet werde, da sich derzeit alle möglichen Randbedingungen änderten.

Haubner ging in seinem Beitrag auf die Grundlagen der technischen Anschlussbedingungen ein. Dazu stellte er zunächst die Inhalte der §§ 7 EEG, 21b, 49, 19 EnWG, 20 NAV vor (siehe Folie 13-17 der Präsentation). Anschließend ging er auf fünf ausgewählte technische Anschlussbedingungen von Netzbetreibern ein.

Die TAB Niederspannung verweise hinsichtlich der Erzeugungsanlagen auf die VDE-AR-N 4105, für welche wiederum die VDE-AR-N 4101 und die VDE-AR-N 4102 relevant seien. Diese standardisierten die Vorgaben für den Einbau von Messsystemen in Gehäuse und Gebäude bzw. Zählerplätze. Haubner bemerkt, dass die VDE-AR-N 4101 derzeit in Bearbeitung sei, da hier die künftigen Anforderungen der MessSysV bereits berücksichtigt werden müssten. Haubner erklärte, dass diese Standards in Form von Normen und Anwendungsregeln von Messsystemen wichtig seien, um beispielsweise Kompatibilität und eine Kostensenkung für den Messstellenbetrieb zu gewährleisten (siehe Folie 21 der Präsentation).

Zur VDE-AR-N 4105 führte Haubner aus, dass darin zwei Arten von Zählern unterschieden würden: Einerseits Zähler für den Bezug aus dem Netz und Lieferung in das Netz des Netzbetreibers und andererseits Erzeugungszähler bei Überschusseinspeisung (siehe Folie 24 der Präsentation).

Weiterhin ging Haubner auf Plug-in PV-Anlagen ein. Diese seien in Deutschland verboten im Gegensatz zu anderen EU-Ländern, wobei derzeit ein europäisches Verbot in der Diskussion sei. Dies sei darin begründet, dass am Anschluss dieser Anlagen Lebensgefahr und bei der Einspeisung Brandgefahr bestehe (siehe Folie 25 der Präsentation). Für das Mittelspannungsnetz gebe es bisher keine standardisierten technischen Mindestanforderungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements.

Neue Anforderungen seien beispielsweise Stromspeicher. Vom FNN werde dazu derzeit ein Hinweis erarbeitet, wobei Haubner einräumte, dass dieser rechtlich nicht verbindlich sei.

Schließlich stellte Reuschel Lösungsansätze für die Mitversorgung von Nachbaranlagen vor, u.a. für solche Vorhaben private Verteilnetze, sogenannte Arealnetze, zu schaffen. (siehe Folie 31 der Präsentation)

Sven Prochaska von der Bundesnetzagentur ging in seinem Vortrag zum Thema „Technische Einrichtungen gemäß § 6 EEG 2012“ zunächst auf die Inhalte des § 6 EEG ein. Nach den Übergangsbestimmungen aus § 66 EEG sei eine Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 100 Kilowatt gem. § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG bis zum 30. Juni 2012 mit technischen Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 EEG erforderlich gewesen. Weiterhin sei gem. § 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG bis zum 31. Dezember 2013 die Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen größer 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen nach § 6 Abs. 2 Nr. 1 EEG vorzunehmen, wenn die Anlage nach dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden ist.

Prochaska betonte, dass die Voraussetzungen des § 6 EEG keine Netzanschlussbedingungen seien,

sondern Vergütungsvoraussetzungen. Im Folgenden ging er auf die verschiedenen Begriffe der „technischen Einrichtung“ im Sinne des § 6 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EEG für Anlagen, deren Strom gemäß § 33c Abs. 2 Nr. 2 EEG direkt vermarktet wird und auf § 3 Abs. 1 MaPrV für die erhöhte Managementprämie nach § 2 Abs. 2 MaPrV. Der Begriff aus der MaPrV erfordere die Fernsteuerbarkeit der Anlage ein.

Die Regelungen nach § 6 EEG seien wichtig und erforderlich, um auf Anlagen zuzugreifen, um Einspeisemanagementmaßnahmen durchzuführen, welche wiederum Teil der System- bzw. Netzsicherheitsmaßnahmen seien. (siehe Folie 5 der Präsentation) Weiterhin ging Prochaska darauf ein, wie die einzelnen vorgenannten Maßnahmen ineinander greifen. (siehe Folie 6 der Präsentation)

Prochaska erklärte, dass für die Sicherheit und Zuverlässigkeit im Elektrizitätsverteilernetz auch Eingriffe in den Betrieb von Erzeugungsanlagen erforderlich seien (siehe Folie 7 der Präsentation), wobei in letzter Zeit vermehrt Abregelung notwendig gewesen seien. Dazu sei allerdings auch die Bereitstellung von Daten notwendig, um die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zu gewährleisten. Deshalb spielten hier auch Informationspflichten eine wichtige Rolle. Es müsse also entsprechende Einwirkungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber geben. Dazu ging Prochaska auf den Anwendungshinweis von BMU und BMWi sowie das Positionspapier der BNetzA ein (siehe Folien 9-12 der Präsentation). Insbesondere hob er dabei die Beziehungen und Verantwortlichkeiten der vor- und nachgelagerten Netzbetreiber hervor. Weiterhin betonte er, dass sich der Anwendungshinweis nur auf Anlagen kleiner 100 kW beziehe. Zudem müsse es der Netzbetreiber objektiv begründen können, wenn er bei Anlagen größer 100 kW Fernwirktechnik fordert.

Zusammenfassend beschrieb Prochaska technische Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 und Abs. 2 EEG als informative und operative Voraussetzung für die Durchführung von Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG, die einen wichtigen Baustein bei der Aufrechterhaltung der System- und Netzsicherheit darstellten.

In der anschließenden Diskussion wurde unter anderem gefragt, ob im Eichrecht bei hintereinandergeschalteten Zählern jeder einzelne Zähler als geeicht gelte. Herr Reuschel erklärte dazu, dass jedes Messgerät einzeln betrachtet werde. Das Eichrecht sehe insoweit keine Kettenbildung vor.

Im gemeinsamen Vortrag von Sönke Dibbern und Dr. Martin Winkler, beide Mitglieder der Clearingstelle EEG, ging Dibbern zunächst hinsichtlich der Arbeitsergebnisse der Clearingstelle EEG auf die Beurteilung der konkreten Anschlusssituation in verschiedenen Einzelfällen ein. Anschließend trug Dr. Winkler zu wichtigen Arbeitsergebnissen im Bereich des Messwesens vor.

Dibbern stellte dazu kurz die netzanschlussrelevanten Aspekte des Hinweises 2009/14, der Empfehlung 2010/5, des Hinweises 2010/10, des Hinweises 2012/21 und des Votums 2008/33 vor.

Im Hinweisverfahren 2009/14 sei es um die damals neue Regelung des Netzanschlusses, die Ausstattung mit technischen Einrichtungen zur Reduzierung der Einspeiseleistungen gegangen. Jedes PV-Modul sei eine Anlage gewesen. Die Vorschrift galt nur für Anlagen größer 100 kW. Damit seien generell keine PV-Anlagen unter die Vorschrift gefallen, so Dibbern. PV-Anlagen ließen sich demnach nur nach dem EnWG abregeln, erklärte Dibbern (Folie 4 der Präsentation).

Die Empfehlung 2010/5 klärt den Begriff der „betrieblichen Einrichtung“, was gelungen sei, da nach dieser Empfehlung keine Anfragen mehr zu diesem Thema bei der Clearingstelle EEG

eingegangen sind. Im Umkehrschluss ging aus ihr hervor, was eine „technische Einrichtung“ i.S.d. § 6 Abs. 1 EEG 2009 sei. Auch die Bedeutung des Begriffes „ferngesteuert“ wurde in dieser Empfehlung herausgearbeitet. Dem Gesetz sei Genüge getan, wenn eine Anlage binär regelbar, also an- und ausschaltbar, ist (Folie 5 der Präsentation).

Der Hinweis 2012/10 beschäftigte sich mit dem qualifizierten Netzanschlussbegehren und der Auslegung der Übergangsvorschrift aus § 66 Abs. 18 S. 2 EEG 2012. Ziel sei es gewesen, dass Anlagenbetreiber eine bereits fortgeschrittene PV-Planung noch abschließen können sollten. Voraussetzung dafür sei es gewesen, dass ein Netzanschlussbegehren unter Erfüllung bestimmter Kriterien beim Netzbetreiber eingegangen war und zwar schriftlich und fristgerecht. Im Umkehrschluss seien schlichte Netzanschlussbegehren formfrei und zugangsbedürftig zu stellen. Auch sollten diese konkreter als eine bloße „Möglichkeitenanfrage“ sein. Weitere Konkretisierung, was ein Netzanschlussbegehren sei, müsse von der Clearingstelle EEG in einem gesonderten Verfahren geklärt werden (Folie 6 der Präsentation).

Zum Hinweis 2012/21 erklärte Dibbern, dass für versetzte Anlagen, wenn ein neuer Netzverknüpfungspunkt eingerichtet werde, die im Einzelfall notwendigen technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers einzuhalten seien. Gemäß § 49 EnWG seien hierbei die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung dieser wird vermutet, wenn die Regeln der VDE eingehalten würden. Ungeklärt sei hier weiterhin, ob bei einer bloßen Erweiterung einer bereits bestehenden Installation die geänderten TAB anzuwenden seien (Folie 7 der Präsentation).

Das Votum 2008/33 habe die Frage geklärt, ob hinsichtlich der Kostentragungspflichten gem. § 13 Abs. 1 EEG 2004 eine vom Netzbetreiber geforderte Übergabestation notwendig gewesen sei. Im konkreten Fall sei die Übergabestation notwendig und daher auch prinzipiell vom Anlagenbetreiber zu bezahlen gewesen. Generell müssten Anlagenbetreiber die Risiken, die von ihren Anlagen ausgehen, selbst auch kostenseitig tragen. Allerdings seien die Mehrkosten vom Netzbetreiber selbst zu tragen, wenn sie aus dem Einbau von Komponenten resultieren, die allein der Leichtigkeit des Betriebs des Netzes dienen (siehe Folie 8-10 der Präsentation).

Dr. Winkler gab anschließend einen Überblick über die Verfahrensergebnisse der Clearingstelle EEG zum Messwesen. Dazu ging er im Wesentlichen auf die Empfehlung 2012/7 ein. Hierbei sei es um die Frage nach der „Grundzuständigkeit“ für die Messung gem. § 7 Abs. 1 EEG 2012 gegangen und darum, ob sich die Messhoheit im EEG 2012 gegenüber der Rechtslage des EEG 2009 geändert habe. Dies sei im Wesentlichen zu verneinen.

Der Messstellenbetrieb sei bei Fachkunde auch durch den Anlagenbetreiber selbst möglich. Ausnahme sei dabei, dass der Netzbetreiber bei Zweirichtungszählern und dem Anschluss über den Hausanschluss grundzuständig bleibt. Die größte Schwierigkeit in der Empfehlung sei es gewesen zu klären, wie sich § 7 Abs. 1 Satz 1 und Satz 2 EEG 2012 zueinander verhalten. Die Clearingstelle EEG sei dabei zu dem Ergebnis gekommen, dass die Geltung von §§ 21b ff. EnWG 2011 per Verweisung in § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 nur entsprechend gilt, das heißt, dass die §§ 21b ff. EnWG 2011 nur im Einklang mit Sinn und Zweck von § 7 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 anzuwenden ist.

Ein weiterer wichtiger Punkt sei, dass Netzbetreiber zwar den Messstellenbetrieb vom Abschluss eines Messstellenbetriebsvertrages abhängig machen dürfen, jedoch dürfen sie nicht auch ihre sonstigen Pflichten aus dem EEG von einem solchen abhängig machen.

Dieses neue Messregime gelte nicht für Bestandsanlagen, selbst wenn neue Messeinrichtungen

zugebaut würden. Die BNetzA könne hier durch Festlegungen oder anderweitig abweichende Regelungen treffen, erklärt Dr. Winkler. Er schloss seinen Beitrag mit einem Ausblick dahingehend, dass die Empfehlung 2012/7 sich nicht zu § 6 EEG 2012 geäußert habe, dies jedoch in Zukunft wichtig werden könnte.

Constanze Hartmann vom BDEW im Bereich Recht und Betriebswirtschaft ging in ihrem Beitrag darauf ein, welche Probleme sich bei Netzanschluss und -ausbau aus Netzbetreibersicht regelmäßig ergeben. Dabei seien die Problembereiche vergleichbar mit denen bei der Clearingstelle EEG.

Insbesondere ging Hartmann auf die zeitliche Dimension bei dem Netzanschluss, auf technische Anforderungen bei der Herstellung des Netzanschlusses, auf die Abgrenzung der Netzanschlussmaßnahmen von den Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung sowie auf die in der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) geregelten technischen Anforderungenein. Dazu stellte sie die einschlägigen Normen und die ergangene Rechtsprechung vor (siehe Folie 2-8 der Präsentation).

Die Anforderungen der SysStabV seien durch die Netzbetreiber unter Mitwirkung der Anlagenbetreiber umzusetzen. Erschwernisse bei der Umsetzung seien die Umrüstfristen und die zwingenden EEG-Vergütungskürzungen gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG 2012 bei nicht erfolgter Mitwirkung durch den Anlagenbetreiber.

Susanne Jung vom Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. leitete ihren Vortrag mit einem historischen Rückblick auf das EEG ein. Das EEG ginge in sein 13. Jahr und sei das erfolgreichste Marktmodell für Strom aus erneuerbaren Energien. Jedoch habe das EEG erhebliche Blessuren erlitten. Es sei in Frage zu stellen, ob Anlagenbetreiber, insbesondere Fotovoltaik-Anlagenbetreiber, ihre Anlagen noch kostendeckend betreiben könnten. Die Investitionsbereitschaft sei bei der Solarenergie unstetig, was nicht gut für die Branche sei.

Zudem griff Jung die Integration von Stromspeichern auf. Sie befürwortete netzparallele Speicher mit Einspeiseobergrenzregler.

Bezogen auf den Netzverknüpfungspunkt ging Jung auf die Reduzierung der maximalen Wirkleistung auf die 70%-Lösung bei Fotovoltaikanlagen bis 30 kW nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2012 ein.

Sie fand es fragwürdig, ob es wirtschaftlich und technisch sinnvoll sei, die Kosten für die Ausstattung der Anlagen mit technischen Einrichtungen gemäß § 6 Abs. 1 bis 3 EEG 2012 den Anlagenbetreiberinnen bzw. -betreibern aufzubürden.

Jung erklärte, dass es in der Vergangenheit bei Umrüstungspflichten für Anlagenbetreiber regelmäßig viele Probleme gegeben habe, die bei der Umrüstpflcht gem. § 66 EEG 2012 bis zum 1. Januar 2014 für PV-Bestands-Anlagen mit einer installierten Leistung von 30-100 kW, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind, ebenfalls zu verzeichnen seien.

Jung begrüßte das laufende Hinweisverfahren 2013/20 der Clearingstelle EEG zu der Frage, ob Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber Aufwandsentschädigungen zur Bearbeitung von Netzanschlussfragen verlangen könnten.

Hinsichtlich der Plug-in-Solaranlagen bedauerte Jung deren technische Bedenklichkeit und wünschte sich zukünftige Lösungsansätze, wie diese bedenkenlos genutzt werden könnten (Folie 13

der Präsentation).

Im Folgenden ging Jung auf die Feststellung, insbesondere die Berechnung der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit der Kapazitätserweiterung gemäß § 9 Abs. 3 EEG 2012, die Unverzüglichkeit von Netzanschluss sowie Netzausbau, die Rechtsprechung zum Messwesen, die Eigenverbrauchsmessung bei 10 kW-Anlagen sowie die Abrechnung von minimalen Strombezügen ein.

In der Abschlussdiskussion wurde unter anderem § 19 Abs. 1a Nr. 2 EEG 2012 aufgegriffen und die Umsetzbarkeit dieser Vorschrift diskutiert. Es bestand Uneinigkeit insbesondere darüber, ob jemand bescheinigen könne, dass innerhalb der letzten 24 Monate, in einem Umkreis von 2 km keine weitere Freiflächen-Fotovoltaikanlage besteht. Dies sei für die Planungssicherheit der Anlagenbetreiber problematisch.

Zudem wurde diskutiert, ob im Falle einer Volleinspeisung ein Zweirichtungszähler notwendig sei oder ob ein Ferrariszähler mit Rücklaufsperrung ausreiche, um höhere Kosten für Anlagenbetreiber zu vermeiden. Hierbei könne die Clearingstelle EEG keine grundsätzliche Klärung leisten, da es hier um das Strombezugsverhältnis ginge und somit die Schlichtungsstelle Energie zuständig sei.

Dr. Sebastian Lovens, Leiter der Clearingstelle EEG, beendete das Fachgespräch mit einem Schlusswort.