

Deutscher Bundestag
Ausschuss f. Umwelt,
Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache
17(16)510-C

öffentliche Anhörung - 21.03.2012

20.03.2012

bdew

Energie. Wasser. Leben.

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Stellungnahme

Zum Entwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der Erneuerbaren Energien“ (BT-Drs. 17/8877)

Berlin, 19. März 2012

INHALT

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 1 | EINLEITUNG | 3 |
| 2 | IM EINZELNEN | 4 |
| 2.1 | PV-Marktintegrationsmodell | 4 |
| 2.1.1 | Wirkungsweise von Eigenverbrauch bzw. Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe | 4 |
| 2.1.2 | Beurteilung des PV-Marktintegrationsmodells | 6 |
| 2.1.3 | Aufwand für Netzbetreiber | 6 |
| 2.1.4 | Marktintegrationswirkung | 7 |
| 2.1.5 | Verordnungsermächtigung gemäß § 64g EEG-E | 7 |
| 2.1.6 | Rechtliche Bemerkungen | 8 |
| 2.1.7 | Lösungsvorschläge | 10 |
| 2.2 | Vergütungsdegression | 13 |
| 2.2.1 | Bewertung des Abwicklungsaufwands | 13 |
| 2.2.2 | Bewertung des Degressionspfads | 13 |
| 2.2.3 | Verordnungsermächtigung gemäß § 64h EEG-E | 13 |
| 2.2.4 | Handlungsempfehlung | 14 |
| 2.3 | Nachrüstverpflichtung für PV-Wechselrichter (§ 35 Abs. 1b EEG-E) | 14 |
| 2.4 | Stromspeicher | 16 |
| 2.4.1 | Strombezug zur Erzeugung von Speichergas | 16 |
| 2.5 | Inbetriebnahmezeitpunkt | 16 |
| 2.6 | Anlagendefinition (§ 19 Abs. 1 EEG-E) | 16 |
| 2.7 | Inkrafttreten des Gesetzes und Übergangsfristen | 17 |
| 2.7.1 | Zu Art. 7 generell | 17 |
| 2.7.2 | Zu § 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG-E speziell | 17 |
| 2.8 | Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG für Bestandsanlagen | 17 |
| 2.9 | Verringerung des Vergütungsanspruchs bei Nichteinhaltung der Systemstabilitätsverordnung | 18 |
| 2.10 | Einbeziehung von Anlagen kleiner als 100 kWp in das Einspeisemanagement ab dem 1. Juli 2012 | 18 |
| 2.11 | Weitere Juristische Hinweise | 19 |
| 2.11.1 | Art. 1 Nr. 15 (§ 39 EEG-E) | 19 |
| 2.11.2 | § 32 Abs. 1 und 2 EEG-E | 20 |
| 2.11.3 | Formulierungshinweis zu § 35 Abs. 3 EEG-E | 20 |
| 2.11.4 | Redaktionelle Änderung zu § 19 Abs. 2: | 20 |
| 2.11.5 | Zu Anlage 2 Nr. 5 des Gesetzentwurfs (Änderung Nr. 26) | 21 |
| 2.12 | Unternehmen des produzierenden Gewerbes | 21 |

1 Einleitung

Die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik) ist in den vergangenen Jahren für viele Menschen zum Symbol für den Umbau hin zu einer Energieversorgung auf Basis der Erneuerbaren geworden. Sie trägt damit maßgeblich zur Akzeptanz der mit der Energiewende verbundenen Maßnahmen bei. Zunehmend ist jedoch zu beobachten, dass sich der Kostenaspekt zu einem relevanten Kriterium für diese Akzeptanz entwickelt. Vor diesem Hintergrund hält es der BDEW für richtig und wichtig, dass die EEG-Einspeisungsvergütungen kostenbasiert gestaltet werden. Der starke Zubau an Photovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren ist ein Indiz dafür, dass die Preise für Solarstrommodule stärker gefallen sind als die Vergütungssätze.

Hinzu kommt, dass Betreiber von Photovoltaikanlagen unterproportional von der Nutzung der Marktintegrationsinstrumente des EEG (§§ 33a bis 33i EEG 2012) Gebrauch machen. Der vorliegende Entwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der Erneuerbaren Energien“ widmet sich im Kern diesen Problemen und unterbreitet Vorschläge mit dem Ziel einer effizienteren Anpassung der Vergütungsdegression und für eine verbesserte Marktintegration der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen.

Der BDEW unterstützt die diesbezüglichen Ziele der Bundesregierung und hat das im Gesetzentwurf vorgeschlagene PV-Marktintegrationsmodell eingehend analysiert. Aus Sicht des BDEW wird das angestrebte Ziel der Markt- und/oder Systemintegration des Stroms aus solarer Strahlungsenergie durch das PV-Marktintegrationsmodell in seiner vorliegenden Ausgestaltung jedoch nicht erreicht. Hinzu kommen unerwünschte Nebeneffekte (Umverteilung der Kosten der Energiewende, kostenrelevante Risiken für Netzbetreiber und Stromvertriebe) sowie ein erheblicher Abwicklungsaufwand bei der Umsetzung des Modells. So enthält der Entwurf nicht nur im Hinblick auf das Marktintegrationsmodell, sondern auch darüber hinaus eine Vielzahl von Regelungen (u. a. anteilige Förderung der Erzeugungsmenge, monatliche Degression der Vergütung, vorgezogene Nachrüstung von Anlagen, Kostenbeteiligung bei 50,2 Hz-Problematik), die in Summe eine enorme Steigerung des Bürokratieaufwands nach sich ziehen.

Vor dem Hintergrund des grundsätzlich richtigen und wichtigen Ziels der Marktintegration der PV-Strommengen unterbreitet der BDEW daher mit der vorliegenden Stellungnahme Vorschläge für eine Modifikation des vorgesehenen PV-Marktintegrationsmodells. Dabei soll auf die bestehenden Mechanismen der Marktintegration zurückgegriffen werden. Der Alternativvorschlag bietet den Vorteil, dass Steuerausfälle, Umverteilungseffekte der Kosten aus der Energiewende und Risikoverlagerungen aus der dargebotsabhängigen Erzeugung vermieden und der Abwicklungsaufwand im Vergleich zu dem im Gesetzentwurf enthaltenen PV-Marktintegrationsmodell erheblich reduziert werden können. Gleichzeitig werden Kreativitäten für eine echte Markt- und Systemintegration der Strommengen aus Photovoltaik angereizt.

Mit Blick auf die in dem Gesetzentwurf vorgesehenen Verordnungsermächtigungen (§ 64g und § 64h EEG-E) weist der BDEW auf das bisherige hohe Maß an Planungssicherheit hin, das Grundlage für den Erfolg des EEG ist. Vor diesem Hintergrund unterbreitet der BDEW auch hier Anpassungsvorschläge.

2 Im Einzelnen

2.1 PV-Marktintegrationsmodell

Aus Sicht des BDEW ist der Wille des Gesetzgebers, die Strommengen aus Photovoltaikanlagen besser in das Energieversorgungssystem zu integrieren, zu begrüßen. Bedauerlicherweise bewirkt jedoch das PV-Marktintegrationsmodell in seiner gegenwärtigen im Gesetzentwurf beschriebenen Ausgestaltung weder die gewünschte Markt- noch eine Systemintegration.

Zur Verdeutlichung der Problematik werden im Folgenden die Wechselwirkungen der vorgeschlagenen Regelung analysiert und im Anschluss Vorschläge zur Optimierung der Regelung mit dem Ziel der Vermeidung unerwünschter Nebenwirkungen unterbreitet.

2.1.1 Wirkungsweise von Eigenverbrauch bzw. Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe

Zum besseren Verständnis des Problems ist zunächst die Wirkungsweise von Eigenverbrauch aus volatiler Erzeugung zu betrachten. Dieser ist bereits seit dem EEG 2009 gängige Praxis, wurde in der Vergangenheit sogar gefördert, hat aber – entgegen der weitverbreiteten Meinung – insgesamt negative Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem.

Beim Eigenverbrauch nutzt ein Anlagenbetreiber – wenn die Sonne scheint – soweit es geht den Strom aus der eigenen Photovoltaikanlage selbst, statt den Strom gegen Zahlung der EEG-Vergütung ins öffentliche Netz einzuspeisen. Scheint die Sonne hingegen nicht, wird der vom Anlagenbetreiber benötigte Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Dieses Vorgehen hat folgende Auswirkungen:

1. Eigenverbrauch als „Störgröße“ in den Lastprofilen:

Jeder Stromlieferung geht in Form von Lastprofilen zunächst eine Prognose des voraussichtlichen Strombedarfs zu jedem Zeitpunkt voraus. Wenn von der Eigenverbrauchsregelung Gebrauch gemacht wird, wird der Bedarf an Strombezug aus dem Netz in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung reduziert. Problematisch ist dies vor allem deshalb, weil aufgrund der Volatilität der Erzeugung aus PV-Anlagen nicht vorhergesagt werden kann, wann und um welche Mengen sich der Strombedarf aus dem Netz reduzieren wird.

Der Eigenverbrauch dargebotsabhängiger Erzeugung wirkt also als nicht kalkulierbare Störgröße in den Lastprofilen. Die daraus resultierenden Prognosefehler bewirken je nach Art des Lastprofils zusätzliche Risiken bei Netzbetreibern oder Stromvertrieben durch eine Erhöhung des Ausgleichsenergiebedarfs.

a. Synthetisches Lastprofil

In den meisten Fällen geben Netzbetreiber den Stromvertrieben, die nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher in ihrem Netzgebiet beliefern, ein sogenanntes „synthetisches Lastprofil“ (§ 12 StromNZV) vor. Kommt es nun in einem Netzgebiet zu einem erhöhten Eigenverbrauch aus dargebotsabhängigen Quellen, bewirkt dies, dass der vom Netzbetreiber prognostizierte Bedarf an Strombezug aus dem Netz abweicht.

In der Folge steigt der vom Netzbetreiber benötigte Bedarf an Ausgleichsenergie in dem betroffenen Netzgebiet. Für den Stromvertrieb wird die in diesem Fall zu viel beschaffte „teure“ Strommenge im Rahmen der späteren Mehr-/Minderungen-Abrechnung dann ggf. nur zu einem geringeren Preis vergütet.

b. Analytisches Lastprofil

In den Fällen, in denen Stromvertriebe den Strombedarf ihrer Verbraucher selbst prognostizieren und eigene Lastprofile erstellen (analytische Lastprofile), bewirken die Abweichungen des Letztverbrauches von den Lastprofilen durch Eigenverbrauchsdeckung Bilanzkreisabweichungen, die durch den Intradayhandel oder den Bezug von Ausgleichsenergie durch den Stromvertrieb ausgeglichen werden müssen.

Diese Unsicherheiten bei der Prognose des Strombezugs aus dem Netz führen in der Folge entweder regional bei den Netzbetreibern und/oder bei den Vertrieben zu Mehrkosten gegenüber der Einspeisung der EEG-Strommengen in das öffentliche Netz und ihrer Vermarktung durch die ÜNB an der Strombörse. Durch das sogenannte „PV-Marktintegrationsmodell“ wird der zentrale Vorteil der finanziellen Wälzung, nämlich die bundesweite Sozialisierung der Risiken aus der volatilen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, daher teilweise rückgängig gemacht.

2. Mengenrisiken für die Vertriebe, die den Letztverbraucher beliefern:

Hinsichtlich der Strommenge prognostizieren Vertriebe im Vorfeld die Menge und den Zeitpunkt des zu erwartenden Strombedarfs ihrer Kunden. Dieser Strombedarf unterliegt Schwankungen, die u. a. vom spezifischen Verbrauchsverhalten des Kunden abhängig sind. Wenn von der Solarstrom-Eigenverbrauchsregelung – unabhängig ob nach EEG 2009/2010/2012 oder nach dem aktuellen Gesetzentwurf – Gebrauch gemacht wird, wird der Strombedarf entsprechend reduziert. Problematisch ist dies vor allem deshalb, weil aufgrund der Volatilität der Erzeugung aus PV-Anlagen prognostiziert werden müsste, um welche Mengen sich der Letztverbraucherabsatz wann reduzieren wird.

3. Keine Vermeidung von Netzausbau:

Darüber hinaus vermeidet ein optionaler Eigenverbrauch von Strommengen aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen entgegen einer weit vertretenen Auffassung keinen Netzausbau. So muss das Netz aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen immer so dimensioniert werden, dass es

- a. einerseits den produzierten Strom aufnehmen kann, wenn der Kunde den produzierten Strom nicht selbst benötigt, und
- b. andererseits bei Ausfall der Stromerzeugung aus der PV-Anlage den Kunden im vollen Umfang versorgen kann.

4. Umverteilungseffekte bei den Kosten der Energiewende:

Zwar werden durch den Eigenverbrauch auch Vergütungszahlungen und damit auch Differenzkosten vermieden. Diese überwiegen jedoch nicht die Einsparungen für die Nutzer

des Eigenverbrauchs. Ansonsten würden sie die erzeugten Strommengen einspeisen und nicht selbst verbrauchen.

Insbesondere bei weiter sinkenden PV-Vergütungssätzen bzw. steigenden Netzkosten würde die Nutzung des Eigenverbrauchs an Attraktivität gewinnen, da hierüber eine Möglichkeit geschaffen wird, sich von den durch die Energiewende steigenden Systemkosten (Netzentgelte, EEG-Umlage, Konzessionsabgabe) zu entkoppeln. Da die Netzkosten in ihrer absoluten Höhe jedoch nicht sinken, müssen sie – bei sinkendem Strombezug aus dem Netz – auf immer weniger Letztverbraucher umgelegt werden.

Diese Entwicklung könnte insbesondere im Hinblick auf die steigenden Akzeptanzprobleme bei der Energiewende problematisch werden. Dieser Aspekt könnte an sozialer Brisanz gewinnen, wenn deutlich wird, welche gesellschaftlichen Gruppierungen (Hauseigentümer) von der Regelung Gebrauch machen können, während andere (Nicht-Hauseigentümer) die resultierenden steigenden Kosten tragen müssen.

Vor dem Hintergrund der vorstehenden Argumente ist die im Gesetzentwurf vorgesehene Streichung der Eigenverbrauchsförderung (§ 33 Abs. 2 EEG 2012) in der vorliegenden Form ein richtiger Schritt.

2.1.2 Beurteilung des PV-Marktintegrationsmodells

Ungeachtet der formalen Aufhebung der Eigenverbrauchsförderung bewirkt das vorgeschlagene „PV-Marktintegrationsmodells“ – möglicherweise unbeabsichtigt – eine Weiterentwicklung und Ausweitung der bisherigen Eigenverbrauchsförderung – inklusive der oben beschriebenen Nebenwirkungen.

So ist zu erwarten, dass Vermieter eines Mehrfamilienhauses zum einen durch die vorgesehene EEG-Umlagebefreiung um 2 ct/kWh und zum anderen durch die vorgesehene Begrenzung der Vergütungsfähigkeit der erzeugten EEG-Strommengen angereizt werden, einen in PV-Anlagen erzeugten Strom an ihre Mieter zu verkaufen. Dieser Stromverkauf würde nach demselben System wie beim bisherigen Eigenverbrauch erfolgen: Der Strombedarf der Mieter würde – wenn die Sonne scheint – soweit es geht aus dem Strom aus der Photovoltaikanlage des Vermieters gedeckt werden. Scheint die Sonne nicht, wird der benötigte Strom aus dem Netz bezogen.

Es ist zu erwarten, dass die Folgen der Vermarktung in unmittelbarer räumlicher Nähe denen der bisherigen Eigenverbrauchsförderung entsprechen – aufgrund der vorgenannten Anreizwirkung durch den Wegfall des Vollvergütungsanspruchs und der Reduzierung der EEG-Umlage jedoch wesentlich gravierender ausfallen würden.

2.1.3 Aufwand für Netzbetreiber

Der Zusatzaufwand im Rahmen der Abwicklung des PV-Marktintegrationsmodells ist erheblich. Zum einen ist bei den PV-Anlagen zukünftig im Falle einer Nutzung der Eigenverbrauchsregelungen neben der eingespeisten Strommenge auch die Erzeugung zu erfassen, um die 10 bzw. 15 % Erzeugungsmenge, die keine EEG-Einspeisevergütung erhalten soll,

abgrenzen zu können. Daraus resultieren für jede PV-Einspeisung auch aufwändigere Mess- und Abrechnungskonzepte.

So ist beispielsweise für die Erfassung der erzeugten Strommenge neben dem Einspeisezähler der Einbau eines Erzeugungszählers/Generatorzählers erforderlich. Am Jahresende wäre dann anhand des Generatorzählers zu ermitteln, für welche Strommenge überhaupt ein Voll-Vergütungsanspruch nach § 32 Abs. 1 EEG-E besteht. Durch die geforderte Abgrenzung auf das Kalenderjahr entsteht für Anlagen im rollierenden Abrechnungsverfahren ein zusätzlicher Abrechnungsaufwand.

Der zusätzliche Aufwand der mit der Bilanzierung dieser Mengen verbunden ist, steht in keinem Verhältnis zu dem von der Bundesregierung verfolgten Ziel der Marktintegration, die mit dieser Regelung nicht erreicht wird (s. Abschnitt 2.1.4).

Hinzu kommt, dass die an Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gestellte Anforderung, ab spätestens 1. September 2012 bundesweit einheitliche Verfahren für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung der Daten für die Meldung des Grünstromprivilegs zur Verfügung zu stellen, nach Auffassung des BDEW zu eng bemessen ist, um auch mit Rücksicht auf diese wesentlichen Gesetzesänderungen ein solides System zu implementieren.

2.1.4 Marktintegrationswirkung

Die echten Formen der Direktvermarktung von EEG-Strom unterscheiden sich erheblich von dem hier vorgeschlagenen Modell. Der zentrale Unterschied besteht darin, dass der Direktvermarkter in den bisherigen Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 Bilanzkreisverantwortung übernimmt und ex ante seine Strommengen vermarkten muss. Er verpflichtet sich, vertraglich zugesicherte Strommengen zum jeweiligen Zeitpunkt bereitzustellen (Fahrplanerfüllungspflicht). Dadurch entstehen bei der echten Marktintegration Anreize zur Nutzung von Flexibilitäten (Steuerung der Stromerzeugung, Steuerung von Verbrauchern, Speicherung), um Fahrplanerfüllungskosten zu reduzieren.

Beim Modell des Gesetzentwurfs wird die Strombelieferung des Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe hingegen nur dann übernommen, wenn die Sonne scheint. Dabei werden zu viel erzeugte Strommengen in das Netz eingespeist und vergütet, während zu wenig erzeugte Strommengen durch dasjenige EVU ausgeglichen werden müssen, das den Dritten (zum Beispiel den Mieter eines Mehrfamilienhauses) üblicherweise beliefert. Eine Marktintegrationswirkung im Sinne einer Verantwortung des Erzeugers für Liefermenge und -zeitpunkt wird daher vollständig verfehlt.

2.1.5 Verordnungsermächtigung gemäß § 64g EEG-E

Mit § 64g EEG-E wird eine Verordnungsermächtigung vorgeschlagen, die eine Ausweitung des PV-Marktintegrationsmodells auch auf andere Energieträger ermöglichen würde. Außerdem können Abweichungen vom sogenannten PV-Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG geregelt werden.

Wie oben dargelegt, rät der BDEW eindringlich von der Einführung eines „PV-Marktintegrationsmodells“ in der im vorliegenden Gesetzentwurf beschriebenen Ausgestaltung ab. Eine Ausweitung auf weitere Energieträger würde die dargestellten Probleme weiter verschärfen und sollte daher keinesfalls erfolgen. Insofern der Empfehlung des BDEW entsprochen wird, rät der BDEW zur Streichung der Verordnungsermächtigung.

Sollte der Gesetzgeber hingegen trotz der vorgetragenen Einwände an der Einführung des sogenannten PV-Marktintegrationsmodells festhalten, empfiehlt der BDEW die Streichung der Verordnungsermächtigung zur Ausweitung auf weitere Energieträger und zur Beibehaltung der Verordnungsermächtigung zur Anpassung der Rahmenbedingungen des PV-Marktintegrationsmodells, damit die bevorstehenden Fehlentwicklungen gemildert werden können.

2.1.6 Rechtliche Bemerkungen

Ungeachtet der oben aufgeführten Kritik an dem vorgeschlagenen Modell und der BDEW-Handlungsempfehlungen, gibt der BDEW folgende juristische Hinweise zum aktuellen Gesetzentwurf:

- In § 32 EEG 2012 (neu) sollten unter Abs. 2 im Einleitungssatz nach dem Wort Vergütung die Worte "abweichend von Absatz 1" eingefügt werden, um aufgrund der Änderung der Systematik von §§ 32 und 33 EEG 2009/2012 zu EEG 2012 (neu) nicht die gleichen Probleme hinsichtlich des Erfordernisses eines Bebauungsplans bei „Gebäudeanlagen“ aufkommen zu lassen, wie bei § 11 Abs. 1, 2 sowie 3 und 4 EEG 2004.
- Außerdem sollte in § 32 Abs. 3 EEG (neu) unter
 - Nr. 1 und 2 hinter "Gebäude",
 - Nr. 3 hinter "Gebäudes"jeweils der Begriff "nachweislich" eingefügt werden. Diese Umstände sind dem Netzbetreiber nicht bekannt, und er kann sie auch nicht ohne Nachweis des Anlagenbetreibers prüfen.
- An § 33 EEG (neu) sollte an Abs. 1 noch folgender Satz angefügt werden:
"Hinsichtlich der erzeugten Strommenge und der Strommengen nach Satz 1 Nr. 1 und 2 gilt § 46 Nr. 3 entsprechend"
Ansonsten kann der Netzbetreiber die Werte nicht überprüfen, wenn der Anlagenbetreiber weiterhin die Messung nach § 7 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 durchführt.
- Im Zusammenhang mit der Vergütungsbeschränkung auf 85/90 % könnte sich auch die Ermittlung der Entschädigungshöhe im Falle der Vornahme einer Einspeisemaßnahme als problematisch erweisen. Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 wären 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres, sind gemäß § 12 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 die von der Regelung betroffenen Betreiberinnen und Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 % zu entschädigen. Fraglich ist nun im Falle der Eigenverbrauchsregelung dieses Gesetzentwurfs,
 - o an welche „entgangenen Einnahmen“ diese Entschädigungsregelung anknüpft,

- wie die verbleibenden 10 bzw. 15 % zu berechnen sind, wenn die Anlage wegen vollständiger Abregelung nach § 11 EEG gar keinen Strom erzeugen kann und dementsprechend auch kein Strom aus der Anlage zur Abdeckung dieser 10 bis 15 % eigenverbraucht werden kann und
- wie die verbleibenden 10 bzw. 15 % monetär zu bewerten sind bzw. ob sie entgangenen Einnahmen gleich zu stellen sind?

Dies sollte im Rahmen des § 12 EEG 2012 klargestellt werden.

- § 33 Abs. 2 EEG (neu) sieht eine Sanktion vor, wenn Anlagen nach Absatz 1, also auch Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW nicht mit einer technischen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 ausgestattet sind. Eine solche Einrichtung zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung müssen aber nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 nur solche Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW vorsehen. Hier widersprechen sich die Vorgaben. Diesen Widerspruch gilt es aufzuheben. Wollte der Gesetzgeber diese Vorgabe tatsächlich auch auf kleinere Anlagen erstrecken, wäre dies eher direkt in § 6 EEG 2012 zu regeln.
- Zu § 33 Abs. 4 EEG 2012 (neu):
Die Abrechnung über eine gemeinsame Messeinrichtung ist nur noch möglich, soweit alle Anlagen derselben Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge unterliegen. Bei Zubau zu Altanlagen ab dem (voraussichtlich) 1. April 2012 müssten dann aber ggf. Zähler neu eingebaut werden, da keine anteilige Abrechnung nach installierter Leistung über eine gemeinsame Messvorrichtung mehr möglich ist. Denn nach § 66 Abs. 18 EEG 2012 (neu) gilt § 33 Abs. 4 EEG 2012 (neu) auch für Altanlagen, allerdings erst nach dem 31.12.2012.
- Probleme könnten auch beim Zusammenspiel von Marktintegrationsmodell und Grünstromprivileg auftreten: Anders als bei der Marktprämie und der Vergütung nach § 16 EEG 2012 sind nicht nur Anlagenbetreiber und Netzbetreiber involviert (hinsichtlich der Förderungszahlungen Einspeisevergütung bzw. Marktprämie), sondern auch Grünstromhändler und Letztverbraucherlieferant; diese dürfen nur bis zur Erreichung der förderfähigen Strommenge den Solarstrom auf die Portfolio-Vorgaben des § 39 Abs. 1 EEG 2012 anrechnen. Wann die förderfähige Strommenge erreicht wurde, ergibt sich doch allerdings erst ex post und kann außerdem nur im Austausch mit dem Netzbetreiber bzw. Anlagenbetreiber erfahren werden, was die Ermittlung wiederum verkomplizieren dürfte.
- Der BDEW empfiehlt zur Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten eine klarstellende Formulierung, ob sich der Begriff „installierte Leistung“ in § 33 EEG-E auf § 6 Abs. 3 EEG-E oder auf § 19 EEG-E bezieht.
- Des Weiteren stellt sich in Bezug auf die Anwendung der 85- bzw. 90-Prozentregelung die Frage, wie die Vergütungshöhe berechnet werden soll, wenn sie wegen der Anlagengröße gezoniert ist. Besteht beispielsweise bei einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 20 kW für die ersten 10 kWp ein Vergütungsanspruch für 85 % und für die weiteren 10 kWp ein Vergütungsanspruch für 90 % der erzeugten Strommengen, oder wäre die gesamte Anlage gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 2a einzustufen? Dies sollte im Gesetzeswortlaut klargestellt werden, um Missverständnisse für die Anlagen- und Netzbetreiber zu vermeiden.

2.1.7 Lösungsvorschläge

Wie oben dargestellt, begrüßt der BDEW den Willen des Gesetzgebers, die Strommengen aus Photovoltaikanlagen besser in das Energieversorgungssystem und in den Markt zu integrieren. Vor dem Hintergrund der vorgenannten Überlegungen kommt der BDEW jedoch zu dem Ergebnis, dass von dem sogenannten „PV-Marktintegrationsmodell“ in der vorliegenden Ausgestaltung keine markt- oder systemintegrierende Wirkung ausgeht. Stattdessen entstehen Abwicklungsaufwand, rechtliche Unsicherheiten und neue Risiken, die zu steigenden Kosten bei den Netzbetreibern und Vertrieben führen, die von immer weniger Schultern getragen werden müssen.

Der BDEW empfiehlt daher eindringlich, das angekündigte PV-Marktintegrationsmodell in der vorliegenden Form nicht umzusetzen, sondern so zu modifizieren, dass die oben beschriebenen negativen Auswirkungen vermieden werden.

Zur Vermeidung von unnötigem Mehraufwand und Mitnahmeeffekten ist dabei von entscheidender Bedeutung, dass die hier vorgeschlagenen Varianten alternativ zu der vorgeschlagenen Regelung im Gesetzentwurf (keinesfalls additiv) zu verstehen sind.

Variante 1

1. Ab Inkrafttreten der standardisierten Wechselprozesse für Einspeiser wird die Vergütungsfähigkeit der Strommengen von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 100 kW auf acht von zwölf Monaten begrenzt.
2. Der Anlagenbetreiber kann die Monate ohne Vergütungsanspruch frei wählen und entsprechend in die Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 wechseln (sonstige Direktvermarktung)
 - a. Wenn ein Anlagenbetreiber in die DVM wechselt, gelten die Regelungen der §§ 33a-f EEG 2012 entsprechend.
 - b. Wechselt ein Anlagenbetreiber nicht in die Direktvermarktung und speist dennoch den erzeugten Strom in das Stromnetz ein,
 - i. werden die erzeugten Strommengen ohne Vergütung aufgenommen und
 - ii. entsprechend dem EEG-Vermarktungsmechanismus durch die ÜNB vermarktet. Die daraus entstehenden Einnahmen gelten als Einnahmen entsprechend AusglMechV und dienen der Minderung der EEG-Differenzkosten.
 - c. Der Vergütungsanspruch von PV-Anlagen wird auf die Fälle begrenzt, in denen keine Strommengen aus der PV-Anlage für den Eigenverbrauch verwendet werden. Gleichzeitig sollte eine Verordnungsermächtigung (unter Sicherstellung der Beteiligung des deutschen Bundestags) zur Regelung des Eigenverbrauchs zur Systemintegration von Strommengen in das Änderungsgesetz aufgenommen werden. In diesem Zusammenhang wäre ggf. zu prüfen, ob eine Verpflichtung zur Nutzung von Speichern im Rahmen des Eigenverbrauchs von dargebotsabhängigen Anlagen systementlastende Wirkung entfalten würde. Bei der Erstellung der Verordnung wäre durch geeignete Bestimmungen darauf zu achten, dass die oben beschriebenen Effekte (Mehraufwand für Netzbetreiber, Umverteilung von Kosten, Verlagerung von Risiken etc.) vermieden werden.

Während die Regelungen a-b darauf abzielen, die unerwünschten Nebenwirkungen der Vermarktung in unmittelbarer räumlicher Nähe zu vermeiden, können mit dieser Maßnahme auch die negativen Auswirkungen des Eigenverbrauchs vermieden werden. Gleichzeitig werden die Steuerausfälle (Stromsteuer und Umsatzsteuer) verhindert.

Der Vorschlag, die Vergütungsfähigkeit auf acht von zwölf Monaten zu reduzieren, entspricht in etwa der vorgeschlagenen 85 bis 90 Prozent-Regelung unter der Annahme, dass der Anlagenbetreiber die Monate November bis Februar für den vergütungsfreien Zeitraum wählt.

Tabelle 69 Trend-Szenario der Stromerzeugung aus Photovoltaik 2012 in Deutschland

| Monat | Leistung zum Monatsende [MW] | Vollbenutzungsstunden [h] | Stromerzeugung [GWh] |
|------------------|------------------------------|---------------------------|----------------------|
| Januar | 24.073 | 23 | 546 |
| Februar | 24.253 | 36 | 867 |
| März | 24.568 | 79 | 1.909 |
| April | 24.928 | 107 | 2.627 |
| Mai | 25.423 | 118 | 2.934 |
| Juni | 26.188 | 125 | 3.188 |
| Juli | 26.413 | 125 | 3.284 |
| August | 26.638 | 110 | 2.910 |
| September | 26.953 | 98 | 2.601 |
| Oktober | 27.358 | 70 | 1.891 |
| November | 27.808 | 29 | 807 |
| Dezember | 28.348 | 18 | 509 |
| Jahr 2012 | 28.348 | 939 | 24.072 |

Quelle: IE Leipzig: Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken, 15. Oktober 2011;

Die Wahl der Wintermonate ist äußerst wahrscheinlich, weil der Anlagenbetreiber das Ziel verfolgt, seine Einnahmen aus der Einspeisevergütung zu optimieren.

Folgende Vorteile sind mit der vorgenannten Regelung verbunden:

1. Die oben beschriebenen Umverteilungseffekte (siehe 2.1.1 Nr. 4) der Kosten aus der Energiewende des in dem Gesetzentwurf vorgeschlagenen PV-Marktintegrationsmodells werden vermieden.
2. Die Risikoverlagerung (Bilanzkreisabweichungen) des in dem Gesetzentwurf vorgeschlagenen PV-Marktintegrationsmodells wird vermieden.
3. Der Abwicklungsaufwand für Netzbetreiber wird gegenüber dem in dem Gesetzentwurf vorgeschlagenen PV-Marktintegrationsmodell erheblich reduziert.
4. Es wird eine echte Marktintegration angeregt und ein Kreativitätsprozess bei Anlagenbetreibern freigesetzt, um die nicht vergütungsfähigen Kilowattstunden optimal zu nutzen und damit in das Energieversorgungssystem zu integrieren.
5. Die EEG-Umlage wird entlastet.

6. Die diesbezüglichen Steuereinnahmen sinken nicht, wenn c) umgesetzt wird bzw. deutlich weniger als bei dem in dem Gesetzentwurf vorgeschlagenen Modell, wenn a-c umgesetzt werden.
7. Diverse rechtliche Unsicherheiten können vermieden werden, da auf bereits implementierte Verfahren zurückgegriffen wird.

Variante 2:

- a. Marktintegration von größeren PV-Anlagen
Zur Marktintegration von größeren PV-Anlagen schlägt der BDEW analog zu der Vergütungsregelung bei großen Biogasanlagen (§ 27 Abs. 3 EEG 2012) vor, den Vergütungsanspruch von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 1 MW auf den Anwendungsbereich des Marktprämienmodells zu begrenzen.
- b. Um die oben beschriebenen Nebenwirkungen des Eigenverbrauchs zu vermeiden, schlägt der BDEW des Weiteren vor, den Vergütungsanspruch von PV-Anlagen auf die Fälle zu begrenzen, in denen keine Strommengen aus der PV-Anlage für den Eigenverbrauch verwendet werden.
- c. Vor dem Hintergrund des Abwicklungsaufwands und des oben beschriebenen zweifelhaften Werts des Eigenverbrauchs bzw. Verbrauchs in unmittelbarer räumlicher Nähe von Strommengen aus dargebotsabhängiger Erzeugung macht eine anteilige Vergütung der erzeugten Strommengen als Anreiz zu eben diesem Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe keinen Sinn. Soweit es der Gesetzgeber für erforderlich hält, sollte stattdessen über eine entsprechende Anpassung der Vergütungssätze diskutiert werden
- d. Der Vergütungsanspruch von PV-Anlagen wird auf die Fälle begrenzt, in denen keine Strommengen aus der PV-Anlage für den Eigenverbrauch verwendet werden. Gleichzeitig sollte eine Verordnungsermächtigung (unter Sicherstellung der Beteiligung des deutschen Bundestags) zur Regelung des Eigenverbrauchs zur Systemintegration von Strommengen in das Änderungsgesetz aufgenommen werden. In diesem Zusammenhang wäre ggf. zu prüfen, ob eine Verpflichtung zur Nutzung von Speichern im Rahmen des Eigenverbrauchs von dargebotsabhängigen Anlagen systementlastende Wirkung entfalten würde. Bei der Erstellung der Verordnung wäre durch geeignete Bestimmungen darauf zu achten, dass die oben beschriebenen Effekte (Mehraufwand für Netzbetreiber, Umverteilung von Kosten, Verlagerung von Risiken etc.) vermieden werden. Während die Regelungen a-c darauf abzielen, die unerwünschten Nebenwirkungen der Vermarktung in unmittelbarer räumlicher Nähe zu vermeiden, können mit dieser Maßnahme auch die negativen Auswirkungen des Eigenverbrauchs vermieden werden. Gleichzeitig werden die Steuerausfälle (Stromsteuer und Umsatzsteuer) verhindert.

2.2 Vergütungsdegression

2.2.1 Bewertung des Abwicklungsaufwands

Mit Blick auf die Vergütungsklassen sieht der Gesetzentwurf eine Vereinfachung dahingehend vor, dass es künftig statt sechs lediglich vier Vergütungskategorien geben soll. Der daraus resultierende Vorteil bei der Abwicklung wird jedoch durch die vorgesehene monatliche einheitliche Degression um 0,15 ct/kWh überkompensiert und führt insgesamt zu einer Steigerung des Abwicklungsaufwands.

2.2.2 Bewertung des Degressionspfads

Der Gesetzentwurf sieht die Abschaffung des bisherigen „atmenden Deckels“ und die Einführung einer für alle Vergütungskategorien einheitlichen monatlichen Degression um 0,15 ct/kWh vor. Der Gesetzesbegründung ist zu entnehmen, dass dadurch einerseits Planungssicherheit geschaffen und andererseits die bisherigen starken Zubauzahlen jeweils vor einer Absenkung der Vergütungssätze vermieden werden sollen. Gleichzeitig soll durch eine vorgezogene einmalige Degression der PV-Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. April 2012 der Verfall der Modulpreise nachvollzogen werden.

Darüber hinaus ist in § 64 h des Gesetzentwurfs eine Verordnungsermächtigung zur Anpassung der PV-Vergütungssätze vorgesehen, wenn die installierte Leistung der innerhalb von drei Monaten registrierten Anlagen mit dem Faktor vier multipliziert den nach § 64h Abs. 2 EEG-E vorgesehenen Zubaukorridor über- oder unterschreitet.

Der gewählte Ansatz ist aus Sicht des BDEW nachvollziehbar, für die Übertragungsnetzbetreiber jedoch problematisch, weil derartige Anpassungen nicht prognostizierbar sind. Insbesondere eine unterjährige Anhebung der Vergütung kann zu erheblichen Liquiditätsrisiken für die ÜNB führen, welche für die Umlagekalkulation des laufenden Jahres von den zum 30.09. des jeweiligen Vorjahres bekannten Prämissen ausgehen müssen. Derartige Anpassungen sollten daher nur zum Jahreswechsel und mit Ankündigung vor dem 31.08. erfolgen.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine in ihrer absoluten Höhe festgelegte Degression Anlagen mit einer ohnehin schon geringeren Vergütung stärker trifft als Anlagen in einer vergleichsweise hohen Vergütungskategorie.

2.2.3 Verordnungsermächtigung gemäß § 64h EEG-E

Der neu einzufügende § 64h EEG-E sieht eine Verordnungsermächtigung zur Anpassung der Vergütungssätze aus PV-Anlagen vor. Auslösetatbestand für die Verordnungsermächtigung ist, dass der auf Basis der jeweils letzten drei Monate erfolgte Zubau an PV-Anlagen hochgerechnet den in § 64h Abs. 2 EEG-E definierten Zubaukorridor über- oder unterschreitet. Ist dieser Auslösetatbestand erfüllt, kann die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrates innerhalb von drei Monaten eine Verordnung zur Anpassung der PV-Vergütungssätze erlassen, die für maximal 6 Monate Regelungen trifft.

Vor dem Hintergrund, dass in der Vergangenheit immer wieder der Preisverfall der PV-Module unterschätzt worden ist, bietet die vorgeschlagene Regelung zwar die erforderliche Flexibilität, auf unvorhergesehene Marktentwicklungen zu reagieren. Dabei sollte jedoch nicht vergessen werden, dass zahlreiche kurzfristige Anpassungen bei den Vergütungssätzen die Investitionssicherheit insbesondere von volkswirtschaftlich kosteneffizienteren Großprojekten gefährden können. Das gilt insbesondere dann, wenn – wie bei Großprojekten regelmäßig der Fall – der Planungshorizont die in § 64h EEG-E enthaltene „Karenzzeit“ von drei Monaten überschreitet.

Aus Sicht des BDEW sollte daher insbesondere die Höhe der Vergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien transparent und berechenbar sein sowie im EEG selbst geregelt werden. Änderungen sollten nur im Rahmen eines ordentlichen parlamentarischen Verfahrens erfolgen und nicht über eine Verordnungsermächtigung. Sollte der Gesetzgeber an der vorgeschlagenen Regelung festhalten wollen, sollte hilfsweise zur Gewährleistung eines Mindestmaßes an Investitionssicherheit für größere Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW eine sechsmonatige Übergangszeit vorgesehen werden.

2.2.4 Handlungsempfehlung

Der BDEW hatte sich im Vorfeld des Gesetzgebungsprozesses für die Einführung eines festen Deckels bei der Förderung von Strom aus Photovoltaikanlagen ausgesprochen, da hierdurch sowohl die Kosten aus den Vergütungszahlungen als auch die indirekten Systemkosten zur Integration der PV-Strommengen unter Kontrolle gehalten werden könnten. Ungeachtet dessen empfiehlt der BDEW vor dem Hintergrund der oben aufgeführten Überlegungen, statt der nun im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Regelung, ein dreistufiges Vorgehen:

1. Einmalige Degression, die sich am Verfall der Modulpreise orientiert
2. Prozentuale Degression der Vergütungssätze
3. Einführung einer Verordnungsermächtigung zur Nachjustierung der Vergütungssätze für Strom aus Photovoltaikanlagen unter parlamentarischer Beteiligung, wobei jedoch ein entsprechender Planungszeitraum zu berücksichtigen ist (Kleinanlagen 2 Monate; Großanlagen 6 Monate)

2.3 Nachrüstverpflichtung für PV-Wechselrichter (§ 35 Abs. 1b EEG-E)

Aus Sicht des BDEW ist die Aufgabenteilung im Entwurf der Systemstabilitätsverordnung (in der Fassung vom 21. Februar 2012 mit Ergänzungen vom 08. März 2012) unzureichend geregelt: Der Verordnungsbegründung des vorliegenden Entwurfs zu Folge sind die Aufgaben des Anlagenbetreibers im Wesentlichen auf die Mitwirkung bei der Bereitstellung von technischen Daten und auf die Gewährung des Zugangs zur Anlage beschränkt. Dies greift nach Auffassung des BDEW zu kurz und verkehrt die bestehenden Verantwortlichkeiten in ihr Gegenteil. Anstelle der grundsätzlich nach § 7 Abs. 1 EEG 2012 zuständigen Anlagenbetreiber, wird nun den Verteilnetzbetreibern die Umrüstung der an ihr Netz angeschlossenen Photovoltaikbestandsanlagen gemäß dem Verordnungsentwurf aufgetragen. Photovoltaik-

anlagen inklusive Wechselrichter stehen in der Sphäre des Anlagenbetreibers und wurden in der Regel von Dritten gekauft und installiert. Der Verteilnetzbetreiber würde nach aktuellem Verordnungsentwurf in die Anlage und demzufolge auch in bereits bestehende Wartungsverträge eingreifen. Hier würden ungeklärte Fragen von der Gewährleistung bis hin zum Thema Schadensersatzansprüche bei Ausfall des neu umgerüsteten Wechselrichters entstehen.

Nach Ansicht des BDEW sollte nicht der Verteilnetzbetreiber, sondern der Anlagenbetreiber zur Nachrüstung verpflichtet sein und eine fachkundige Person mit der Umrüstung beauftragen. Diese - und nicht der Netzbetreiber - kennen die Anlage und damit deren technischen Daten wie z.B. die Software des Wechselrichters.

Aus Sicht des BDEW ist auch die in § 35 Abs. 1b EEG-Änderungsentwurf enthaltene eingeschränkte Verpflichtung für ÜNB, nur 50 % der notwendigen Kosten zu ersetzen, die im Rahmen der Nachrüstung von PV-Anlagen entstehen, nicht sachgerecht.

Der BDEW empfiehlt daher analog zur bisherigen Praxis eine Kostentragung durch den Anlagenbetreiber. Nach § 4 NAV ist der Netzbetreiber berechtigt, die technischen Anschlussbedingungen an geänderte Anforderungen auch für Bestandsanlagen anzupassen. Dabei ist die Einbeziehung der Bestandsanlagen in der Regel notwendig, um den gewünschten Effekt, nämlich die Reduzierung des sicherheitstechnischen Risikos möglichst schnell zu erreichen. Eine Kostentragung durch den Netzbetreiber ist hier nicht vorgesehen. Auch in anderen Bereichen finden sich ähnliche Regelungen: So müssen z. B. geänderte Anforderungen des Immissionsschutzgesetzes von Anlagenbetreibern ebenso getragen werden, wie etwaige Anpassungen an Regelungen der Störfallverordnung.

Um einen zügigen Umrüstprozess und damit einhergehend die Netz- und Systemstabilität weiterhin zu gewährleisten, wäre eine hilfsweise Wälzung der Kosten über die EEG-Umlage möglich, da dies eine gleichmäßige Verteilung auf die Allgemeinheit gewährleisten würde.

Sofern jedoch die nur hälftige Erstattung über die EEG-Umlage tatsächlich im EEG verankert werden soll, ist zu regeln, wie die Hälfte der Kosten, die nicht an die ÜNB gewälzt werden sollen, weitergegeben werden dürfen. Hier ist eine vollständige und zeitlich unmittelbare Berücksichtigung unabdingbar. Weiterhin ist eine Benachteiligung im Effizienzvergleich der betroffenen Netzbetreiber auszuschließen. Die bloße Anerkennung der Kosten gemäß der Rechnung durch den Elektroinstallateur ist dabei nicht ausreichend. Hier ist auch der erhebliche Mehraufwand auf Seiten der Verteilnetzbetreiber (z.B. für Organisation, Abrechnung, Monitoring) zu berücksichtigen.

Insgesamt ist aus Sicht des BDEW die hälftige Teilung der Kosten zu hinterfragen. Durch die vorgeschlagene Regelung ist zu erwarten, dass Netzgebiete mit viel Photovoltaik-Strom, die ohnehin bereits die Kosten aus der Netzintegration des PV-Stroms tragen müssen, mit weiteren Kosten belastet werden, während andere Netzgebiete mit wenigen PV-Anlagen deutlich geringer belastet werden. Vor diesem Hintergrund verweist der BDEW auf die Stellungnahme zum „Entwurf der Systemstabilitätsverordnung“ vom 16. März und damit einhergehend auf das Positionspapier „50,2 Hz-Studie - Kostentragung der Umrüstung“ vom 7. November 2011.

2.4 Stromspeicher

2.4.1 Strombezug zur Erzeugung von Speichergas

Die Absicht, auch zum Zweck der Speichergaserzeugung bezogenen Strom von der EEG-Umlage zu befreien und so die Power-to-Gas-Technologie explizit zu berücksichtigen, ist zu begrüßen. Zu hinterfragen ist hierbei jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt der nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen die Absicht des Gesetzgebers, ausschließlich Anlagen von der EEG-Umlage zu befreien, wenn das aus erneuerbarem Strom erzeugte Gas wieder rückverstromt wird. Wenn die Erzeugung von Speichergas aus Gründen der Systemdienstleistung erfolgt und die Gasnutzung beispielsweise im Wärme- oder Mobilitätsbereich stattfindet, wird hierdurch trotz fehlender Rückverstromung der angestrebten nachhaltigen Reduktion des Einsatzes fossiler Brennstoffe Rechnung getragen.

Zudem kann eine bei der Integration von Strommengen aus Erneuerbaren Energien auftretende Vergleichmäßigungsanforderung im Netz durchaus auch im nur mittelbaren räumlichen Zusammenhang mit den erneuerbaren Erzeugungskapazitäten stehen. In diesem Fall könnte eine eindeutige Herkunft des entnommenen Stroms aus erneuerbaren Quellen nicht hinlänglich gewährleistet bzw. nachgewiesen werden und es käme zu einer zweckwidrigen Umlagebelastung der Stromspeicheranlage. Daher sollte nicht von Speichergas im Sinne des § 3 Nr. 9a EEG 2012, sondern stattdessen von Gas gesprochen werden.

Des Weiteren ist zu hinterfragen, warum ausschließlich die Erzeugung von Speichergas innerhalb des § 37 Absatz 4 Satz 2 EEG-E angesprochen wird und gleichwertige Speicheroptionen, wie z.B. die Speicherung von Überschussstrom in Wärmenetzen, unberücksichtigt bleiben. Auch hier wäre neben der Systemdienstleistung eine Substitution fossiler Brennstoffe möglich. Daher wird eine Diskussion angeregt, über eine Erweiterung von § 37 Abs. 4 Satz 2 um weitere Speichertechnologien nachzudenken.

2.5 Inbetriebnahmezeitpunkt

Aus Sicht des BDEW ist die Neudefinition des Inbetriebnahmebegriffs (§ 3 Nr. 5 EEG-E) zu begrüßen, da dies Scheininbetriebnahmen von PV-Modulen auf dem Hinterhof eines Installateurs zur Sicherung eines höheren Vergütungssatzes trotz späterer Installation vermeidet.

2.6 Anlagendefinition (§ 19 Abs. 1 EEG-E)

Die von den Eigentumsverhältnissen unabhängige Zusammenfassung von Anlagen, wenn sie innerhalb von 24 Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind und weniger als 4 Kilometer Luftlinie voneinander entfernt liegen, dient grundsätzlich dazu, einer Aufteilung von großen Freiflächenanlagen zur Absicherung des Vergütungsanspruchs vorzubeugen.

Der BDEW gibt zu bedenken, dass die vorgenannte Regelung auch dazu führen kann, dass völlig voneinander unabhängige PVA-Projekte zusammengefasst werden. Diesem kann nur dadurch begegnet werden, dass die entsprechenden Anlagenbetreiber sich vorher bei den zuständigen öffentlichen Stellen (Gemeinden) hierüber informieren.

2.7 Inkrafttreten des Gesetzes und Übergangsfristen

2.7.1 Zu Art. 7 generell

Tritt das Gesetz mit Wirkung zum 01.04.2012 in Kraft, müssen die umfassenden Änderungen der Vergütungssätze – insbesondere die Änderung der Vergütungsklassen bei der PV – bis spätestens Mitte April 2012 deutschlandweit in den Datenübermittlungssystemen aller Netzbetreiber abgebildet werden. Das stellt die Netzbetreiber sowohl konzeptionell als auch im Bereich der IT vor eine sehr große Herausforderung.

Der BDEW empfiehlt daher eine Übergangsfrist von zwei Monaten, um die Funktionstüchtigkeit der Abrechnungssysteme zu gewährleisten.

2.7.2 Zu § 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG-E speziell

In § 66 Abs. 1 Nummer 6 Satz 1 EEG sieht der Gesetzentwurf eine Anfügung vor, dass ab 01.07.2012 auch für EEG- und KWK-Bestandsanlagen der gesamte erzeugte Strom andienungspflichtig ist (wenn nicht selbst oder von Dritten in unmittelbarer Nähe der Anlage ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung verbraucht).

In der Begründung des Gesetzentwurfs wird ausdrücklich darauf Bezug genommen, dass dieses Verbot der Regelenergievermarktung sowohl für positive **als auch für negative Regelenergie gilt**. Diese Regelung ist widersprüchlich mit der Begründung im Weiteren, dass sichergestellt werden soll, dass der gesamte **in der Anlage erzeugte Strom** andienungspflichtig ist. Nicht bezweckt ist doch ein Eingriff in die unternehmerische Freiheit der Anlagenbetreiber, ob Strom erzeugt wird oder nicht, ob die Anlage mit voller Leistung gefahren wird oder nicht. Es ist daher unklar, warum die negative Regelenergie hier genannt ist.

Zumindest die Inbezugnahme auf die negative Regelenergie sollte gestrichen werden, da sich deren Sinn auch für Neuanlagen nicht erschließt; möglichst sollte aber die gesamte Regelung für Bestandsanlagen aus dem Entwurf entfernt werden.

2.8 Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG für Bestandsanlagen

Nach § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG-E (Art. 1 Nr. 24 a) bb) sollen Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, ab dem 1. Juli 2012 eine Entschädigung nach § 12 EEG erhalten, die 100 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen beträgt.

Diese Regelung wirft die Frage auf, nach welcher Vorschrift sich die Entschädigungshöhe in dem Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2012 und dem 30. Juni 2012 für diese Bestandsanlagen bemisst. Es ist festzustellen, dass die Geltung von § 12 EEG 2012 für Bestandsanlagen für die Zeit ab dem 1. Januar 2012 juristisch umstritten ist.

Bemisst sich die Entschädigungshöhe gemäß § 12 EEG 2009 und 2012 je nach Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage auf 95% oder auf 100%, wie dies im aktuellen Gesetz-

entwurf vorgesehen ist, entsteht hierdurch ein erhöhter Abwicklungsaufwand. Um diesen Aufwand zu verringern, ist es sinnvoll, dass der Anlagenbetreiber im Rahmen seiner Inrechnungstellung der Entschädigungszahlungen gegenüber dem in Anspruch genommenen Netzbetreiber den Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage benennt.

2.9 Verringerung des Vergütungsanspruchs bei Nichteinhaltung der Systemstabilitätsverordnung

Die Verringerung des Vergütungsanspruchs in dem Fall, in dem Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ganz oder teilweise Verpflichtungen im Rahmen einer Nachrüstung zur Sicherung der Systemstabilität auf Grund einer Verordnung nach den §§ 12 Abs. 3a und 49 Abs. 4 EnWG („Systemstabilitätsverordnung“) nach Ablauf der von den Netzbetreibern nach Maßgabe der Rechtsverordnung gesetzten Frist nicht nachgekommen sind, hängt nach § 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG-E davon ab, ob die Anlagen mit einer technischen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 *ausgestattet sind* (Nr. 14 a) oder ob sie *nicht* mit einer technischen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 *ausgestattet sind* (Nr. 14b).

Diese Maßgabe kann zu Missverständnissen führen, da mit dieser Formulierung allein auf das tatsächliche Vorhandensein einer solchen Einrichtung abgestellt wird. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW unterliegen aber gemäß § 6 Abs. 2 EEG 2012 nicht der Verpflichtung, eine Einrichtung nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 vorzusehen, weswegen sie dessen ungeachtet unter die Sanktion des § 66 Abs. 1 Nr. 14b EEG-E fielen.

Diesbezüglich ist eine Klarstellung vorzunehmen.

2.10 Einbeziehung von Anlagen kleiner als 100 kWp in das Einspeisemanagement ab dem 1. Juli 2012

Nach § 66 Abs. 7 EEG-E (Art. 1 Nr. 24 b) sollen auch Solarstromanlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW bereits ab dem 1. Juli 2012 nach § 11 EEG herab geregelt werden dürfen. Angesichts der aktuell festgestellten Umsetzungsschwierigkeiten zum einen der Anlagenbetreiber, ihre Anlagen entsprechend mit einer Regeleinrichtung auszurüsten, aber auch der Netzbetreiber, ihre Netze entsprechend nachzurüsten, damit diese auch solche Anlagen regeln können, erscheint dieser Zeitpunkt sehr fraglich. Vor allem in Anbetracht des Auslegungshinweises von BMU und BMWi vom 21. Dezember 2011 zu § 6 Abs. 2 EEG 2012 und der in diesem Zuge geführten Diskussionen um die Schwierigkeiten der Branche bei der Nachrüstung der Anlagen und der Netze erstaunt dieser Vorstoß. Es steht zu befürchten, dass die Vorgabe – 1. Juli 2012 – seitens der Anlagen- und der Netzbetreiber aus den jetzt gemachten Erfahrungen nicht realistisch umsetzbar ist. Vor allem kleinere Netzbetreiber, die bislang noch nie die Notwendigkeit sahen, in ihren Netzen ein Einspeisemanagement vorzunehmen, dürften damit vor Herausforderungen gestellt werden. Sind diese nun ab dem 1.7.2012 nicht nur gemäß § 11 EEG 2012 zum Einspeisemanagement berechtigt, sondern auch verpflichtet, bspw. auf entsprechende Anweisung eines ÜNB im Notfall nach § 13 Abs. 2 EnWG, setzt dies voraus, dass die Anlagenbetreiber ihre Anlagen termingerecht mit Regel-

einrichtungen ausgestattet haben. Müsste der Netzbetreiber ab dem 1. Juli 2012 eine entsprechende Anlage eigentlich nach § 11 EEG regeln, könnte er dies aber nicht, weil der Anlagenbetreiber eine Regeleinrichtung nicht termingerecht eingebaut hat, entsteht eine Schadenersatzpflicht, weil statt dessen eine andere Anlage herabgeregelt werden muss.

Daher wird angeregt, zum einen, anstelle des in § 66 Abs. 7 EEG-E vorgesehenen Datums des 1. Juli 2012 einen späteren Zeitpunkt zu wählen. Zum anderen sollten die in § 66 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2012 enthaltenen Fristen zur Ausrüstung der Anlagen mit einer technischen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 angemessen verlängert werden, damit die Probleme, die der v.g. Auslegungshinweis beschreibt, allein schon durch entsprechend später einsetzende Nachrüstpflichten vermieden werden. Da dieser Auslegungshinweis – wie dort selbst dargestellt – rechtlich unverbindlich ist, sorgt nur eine entsprechende Fristverlängerung für Rechtssicherheit bei Anlagen- und Netzbetreibern. Der Zeitpunkt, ab dem PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW über entsprechende Einrichtungen verfügen müssen, sollte dabei so gewählt werden, dass eine hohe Wahrscheinlichkeit besteht, dass bis dahin die Umsetzungsprobleme bei Anlagen- und Netzbetreibern behoben sind. Bei der Wahl des Zeitpunktes sollte überdies auf die Vereinbarkeit mit weiteren gesetzlichen Vorgaben, z. B. der §§ 21c ff. EnWG für Anlagen mit einer Leistung über 7 kW geachtet werden.

Formulierungsvorschlag für die Einhaltung der technischen Vorgaben nach § 6 Abs. 2 :

„§ 66 Übergangsbestimmungen

(...)

(1a) Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 2 müssen von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von höchstens 100 Kilowatt ab dem (Einfügen eines Datums) eingehalten werden.“

2.11 Weitere Juristische Hinweise

2.11.1 Art. 1 Nr. 15 (§ 39 EEG-E)

§ 39 EEG-E sieht vor, dass von EE-Anlagenbetreibern, die ihren Strom in räumlicher Nähe an Dritte liefern, die EEG-Umlage erhoben werden muss (bei PV nur die reduzierte Umlage). Diese Umstellung würde zu gestiegenen Kosten bei der Abwicklung des EEG führen und eine Erhöhung der Umlage nach sich ziehen. Die zu erwartenden Kosten stehen in keinem Verhältnis zu den entsprechenden Mehreinnahmen, die sich aus den Kleinstliefermengen ergeben. Hier müssen die ÜNB und auch die VNB, die diese Regelung in den Städten darstellen müssen, für jede einzelne Stromlieferung eine Vielzahl unterschiedlicher administrativer Schritte in die Wege leiten (u. a. Registrierung, Information an Anlagenbetreiber, Prognosedatenerhebung, Jahresdatenmeldung und -prüfung, Testierung usw.). Dies dürfte insbesondere bei PV der Fall sein. Hier ist der Aufwand durch die zusätzlich nötige Grünstromvoranmeldung nochmals erhöht.

Hier könnte die Einführung einer Bagatellgrenze helfen, um zu verhindern, dass bei Kleinstrechnungen der Aufwand den Ertrag übersteigt und die gewünschte Entlastung der EEG-Umlage ins Leere läuft.

2.11.2 § 32 Abs. 1 und 2 EEG-E

Die Beschränkung der Förderung von PV-Anlagen bis maximal 10 MW (gilt für Anlagen ab 1.7.2012) wirft die Frage auf, ob Anlagen > 10 MW einen anteiligen Vergütungsanspruch haben.

2.11.3 Formulierungshinweis zu § 35 Abs. 3 EEG-E

„Übertragungsnetzbetreiber, die bezogen auf die gesamte von Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr gelieferte Strommenge einen höheren Anteil der Prämien nach § 35 Absatz 1a zu vergüten oder der Kosten nach § 35 Absatz 1b zu ersetzen haben, als es dem durchschnittlichen Anteil aller Übertragungsnetzbetreiber entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Erstattung der Prämien oder Kosten, bis die Prämien- oder Kostenbelastung aller Übertragungsnetzbetreiber dem Durchschnittswert entspricht.“

2.11.4 Redaktionelle Änderung zu § 19 Abs. 2:

Gemäß § 19 Abs. 2 EEG 2012 muss ein Sammelmessergebnis bei einer gemeinsamen Messeinrichtung nach Maßgabe der „Bemessungsleistung“ der einzelnen Anlagen auf diese aufgeteilt werden. Eine solche Aufteilung ist unmöglich, da die Bemessungsleistung einer Anlage nach § 3 Nr. 2a EEG 2012 voraussetzt, dass der Einzelanlagenenertrag bekannt ist. Dieser ist jedoch gerade das Ergebnis der Berechnung nach § 19 Abs. 2 EEG 2012. Daher sollte die Regelung wie bisher in § 19 Abs. 2 EEG 2009 generell auf die installierte Leistung der Anlagen abstellen.

In der Konsequenz des voranstehenden Absatzes führt § 19 Abs. 2 EEG 2012 dazu, dass auch bei PV-Anlagen, die allein nach der installierten Leistung vergütet und über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden, an jeder Anlage eine eigene Messeinrichtung installiert werden müsste. Dies würde den Sinn einer gemeinsamen Messeinrichtung in Frage stellen. Daher sollte der Gesetzestext entweder auf den von § 19 Abs. 2 EEG 2009 zurückgeführt oder dahingehend ergänzt werden, dass bei Solaranlagen für die Strommengenaufteilung hinter einer gemeinsamen Messeinrichtung die installierte Leistung maßgeblich ist.

2.11.5 Zu Anlage 2 Nr. 5 des Gesetzentwurfs (Änderung Nr. 26)

Anlage 2 Nr. 5 sollte wie folgt ergänzt werden:

„b) 60 Prozent oder

c) 50 Prozent, wenn die Belieferung von Wärmeverbrauchsstellen mit nachweislich saisonalen Wärmebedarfsschwankungen durch industriespezifisch erforderlichen Kampagnenbetrieb vorliegen; der Nachweis ist von einem Umweltgutachter zu erbringen“

Begründung: Diese ergänzende Regelung ist zur Vermeidung von Fehlsteuerungen notwendig, d. h. zur Vermeidung von Wärmebereitstellung durch alternative fossile Energieträger ohne Kraft-Wärme-Kopplung zu Zeiten mit gemindertem Wärmebedarf.

2.12 Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Aufgrund der Neufassung der Definition des „Produzierenden Gewerbes“ in § 3 Nr. 14 EEG 2012 wird der Anwendungsbereich der sog. Härtefallregelung nach §§ 40 ff. EEG 2012 eingeschränkt. Insbesondere wurden die Wasserversorgung und Abwasserentsorgung als Wirtschaftszweig ohne weitere Erklärung von dieser Ausgleichsregelung ausgenommen. Jedoch ist in wenigen, bestimmten Einzelfällen im Bundesgebiet eine energieintensive Wasserförderung wegen der Topografie wie beispielsweise am Bodensee erforderlich. Eine Begrenzung der EEG-Umlage würde in Baden-Württemberg über 600 Kommunen entlasten.

Wir bitten die Vertreter des Deutschen Bundestages und des Bundesrates, auf Bundes- und Länderebene sich dementsprechend einzusetzen.

Ansprechpartner:

Stefan Thimm
Telefon: +49 30 300199-1310
stefan.thimm@bdew.de

Christoph Weißenborn
Telefon: +49 30 300199-1514
christoph.weissenborn@bdew.de