

Stellungnahme zum

- Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 18/1304)
- Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen (BT-Drucksache 18/1449)
- Antrag der Fraktion DIE LINKE Ökostromförderung gerecht und bürgernah (BT-Drucksache 18/1331)

im Rahmen der Öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages am 2. Juni 2014

Vorbemerkung

Meine Stellungnahme fußt in weiten Teilen auf wissenschaftlichen Gutachten und Untersuchungen, die das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) in Saarbrücken in den letzten zwei Jahren für unterschiedliche Auftraggeber erstellt hat. Der Hinweis auf diese Studien wird der jeweiligen Fragestellung zugeordnet.

Mit der Reform des EEG wird nun die zweite Phase des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland eingeläutet: nach dem erreichten Anteil von 25% am Bruttostromverbrauch wird die 50%-Marke angesteuert. Diese Phase wird schwieriger als die erste, da es nun darum geht, das übrige System der Rationalität der Erneuerbaren Energien anzupassen und damit eine umfassende **Systemtransformation** zu gestalten, die weit über eine Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien hinausgeht.

Um das selbstgesteckte Mittelfristziel - ein Anteil der Erneuerbaren von 40-45% am Bruttostromverbrauch in 2025 - zu erreichen, müssen in den nächsten 10 Jahren jährlich rund **6 GW** an Anlagenleistung in den Bereichen Wind, Photovoltaik und Biomasse zugebaut werden. Dieser Zubau kann nur erreicht werden, wenn sich genügend Investoren finden, deren Renditeerwartungen durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen befriedigt werden. Oberstes Ziel des Gesetzes muss es daher sein, diese Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass diese Investitionen auch tatsächlich erfolgen; dabei sollten einerseits insbesondere diejenigen Investoren adressiert werden, die sich mit relativ moderaten Renditen begnügen, andererseits sollten Überrenditen möglichst vermieden werden.

Kurzum: je stärker es gelingt, kleine und mittlere Investoren wie Privatpersonen, Genossenschaften oder Projektgesellschaften zu motivieren, in die Energiewende zu investieren, desto kostengünstiger wird diese und desto eher ist auch in Zukunft mit einer hohen Akzeptanz zu rechnen. Das bedeutet auch, dass es gelingen muss, die in den letzten zwei Jahren entstandene Verunsicherung bei den Investoren zu zerstreuen und ihnen eine verlässliche Investitionsperspektive für die nächsten Jahre zu bieten.

Vertiefte Ausführungen zum EEG 2.0 in:

IZES/BET/Prof. Bofinger: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Gutachten für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Stuttgart, 10. Oktober 2013, download unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/dateien/Dokumente/Energie/20131011_0926_Endbericht.pdf

2. Themenblock: Marktintegration der erneuerbaren Energien (Direktvermarktung, Ausschreibung)

a) „Mehr Markt“?

In den letzten Jahren war häufig davon die Rede, dass die Erneuerbaren Energien „erwachsen“ werden und sich in „den Markt“ integrieren müssten. Der Schutzzaun um sie herum müsse fallen, und sie müssten die Herausforderung annehmen, im Wettbewerb zu bestehen.

Dabei wird häufig übersehen, dass es keinen „Strommarkt“ gibt, der nach den gleichen Kriterien funktionieren würde wie etwa der Biermarkt. Vielmehr handelt es sich um einen hochkomplexen Sektor mit unterschiedlichen elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten und einzelnen Segmenten, die ausdrücklich vom Wettbewerb ausgenommen sind. Hinzu kommt, dass der wichtigste Teilmarkt – der Großhandelsmarkt mit der Strombörse als zentralem Element – zu einer Zeit ausgestaltet und eingeführt wurde, als niemand damit rechnen konnte, dass eines Tages nahezu grenzkostenfreie Stromerzeugungsoptionen wie Wind- und PV-Anlagen in großem Umfang genutzt würden. Zweifellos ist der heutige Markt nicht für diese Optionen konzipiert worden, und es erscheint höchst fragwürdig, sie um jeden Preis in diesen Markt zu zwingen.

Wenn heute also die „Marktintegration“ der Erneuerbaren Energien eingefordert wird, dürfen zwei Aspekte nicht ausgeblendet werden:

- Die heutigen Märkte wurden nicht für einen hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien wie Wind und Solar konzipiert; diese haben hier einen systematischen Nachteil gegenüber konventionellen Kraftwerken auf Grund ihrer fehlenden Steuerbarkeit.
- Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien drücken dem neuen System den Stempel auf, d.h. sie erzwingen eine umfassende Systemtransformation. Es kann nicht vorausgesetzt werden, dass eine Marktintegration der Erneuerbaren diese Systemtransformation in jedem Fall unterstützt.

b) Direktvermarktung

Es gibt grundsätzlich zwei Möglichkeiten, die Erneuerbaren Energien in das System zu bringen: durch eine **physikalische Wälzung** des Stroms in die Bilanzkreise der Vertriebe, oder durch seine **Vermarktung** in den unterschiedlichen Teilmärkten des Systems. Während bis 2009 die erste Möglichkeit Praxis war, wurde mit der Ausgleichsmechanismusverordnung die zweite Möglichkeit gewählt, zunächst als treuhänderische Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber, dann optional auch über Direktvermarkter, nach dem vorliegenden Gesetzentwurf künftig verpflichtend. Verbunden mit der Direktvermarktung ist die Hoffnung, dass sich die Erneuerbaren dadurch besser in das System integrieren würden.

Eine systematische Nutzen-Kosten-Analyse der Direktvermarktung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien¹ steht bislang allerdings aus, sie fiele aber aus heutiger Sicht wohl negativ aus:

- Direktvermarktung führt in der Summe unvermeidlich zu höheren **Kosten** durch
 - die zusätzlichen Transaktionskosten, die für die Vermarktung anfallen und bislang über die Managementprämie finanziert wurden;
 - höhere Risiken der Anlagenbetreiber und damit höhere Finanzierungskosten; diese Risiken halten sich allerdings bei dem bestehenden Modell einer gleitenden Marktprämie in Grenzen, bei einer fixen Marktprämie wären sie deutlich höher.

¹ Die Direktvermarktung von Strom aus Bioenergieanlagen ist auf Grund der Regelbarkeit dieser Anlagen grundsätzlich anders zu bewerten und soll hier ausgeklammert werden.

- Dem steht ein zweifelhafter **Nutzen** gegenüber:
 - Die Hoffnung, dass im Zuge der Direktvermarktung eine Vielzahl innovativer Akteure neue Produkte und Dienstleistungen entwickeln, kontrastiert mit der derzeitigen Situation, wo einige wenige Direktvermarkter sehr hohe Marktanteile besitzen und bislang den Strom nahezu ausschließlich am Spotmarkt verkaufen. Direktvermarktung wird stets ein Geschäft mit niedrigen Margen bleiben, insofern ist hier auch auf Dauer eher ein enger Oligopolmarkt zu erwarten.
 - Es ist nicht erkennbar, dass die Börsenpreise dem Betrieb oder der Auslegung von Wind- und PV-Anlagen volkswirtschaftlich sinnvolle Signale geben. Gerade das dadurch induzierte Abregeln der Anlagen bei negativen Börsenpreisen ist in einer Situation, wo dieser Strom noch sehr gut im Wärme- oder Verkehrssektor verwendet werden könnte, ökonomisch suboptimal und ökologisch eine Verschwendung.²

Für eine Änderung bzw. Ergänzung der vorliegenden EEG-Novelle wären daher im Hinblick auf die Regelungen zur Direktvermarktung zumindest die folgenden drei Punkte zielführend:

1. Deutlich Ausweitung der De-Minimis-Grenzen (§35 Abs. 2)

Um insbesondere die kleineren Investoren vor dem mit der Direktvermarktung verbundenen zusätzlichen Aufwand und den Risiken zu schützen, erscheint eine deutliche Ausweitung der vorgeschlagenen De-Minimis-Grenzen geboten.

	EEG-Entwurf	EU-Beihilfeleitlinien	Empfehlung
PV	500 kW; ab 2016 250 kW; ab 2017 100 kW	500 kW	500 kW
Wind Onshore	keine	ab 3 Anlagen oder 3 MW	ab 5 Anlagen

Es ist nicht erkennbar, warum die Bundesregierung mit ihrem Vorschlag noch deutlich hinter die Regelung in den Beihilfeleitlinien der EU zurückfällt, wo sie in der Novelle doch mehrfach betont, dass sie die Akteursvielfalt erhalten möchte. Gerade Genossenschaften errichten selten Windparks mit mehr als 4 Anlagen, insofern würde man ihnen mit der Anhebung der De-Minimis-Grenzen die Möglichkeit erhalten, selbst zwischen einer festen Einspeisevergütung und der Marktprämie wählen zu können.

2. Festschreibung der Höhe der Vermarktungsprämie (§35 Abs. 3)

Wie oben bereits erwähnt ist die Entwicklung des Direktvermarktungs-Marktes zu einem engen Oligopolmarkt nicht auszuschließen. Um die Anlagenbetreiber vor damit verbundenen Unsicherheiten im Hinblick auf die Höhe der Vermarktungsprämie zu schützen, wäre die verbindliche Festschreibung der Prämie in der in §35 Abs. 3 benannten Höhe ein geeignetes Mittel.

3. Ergebnisoffene Überprüfung der Direktvermarktung unter Nutzen-Kosten-Gesichtspunkten

Da das Nutzen-Kosten-Verhältnis der Direktvermarktung möglicherweise negativ ist, wäre ihre ergebnisoffene Überprüfung vor der nächsten Novelle folgerichtig und im Gesetzentwurf zu verankern. Eine solche Überprüfung würde mindestens auch eine Analyse der Marktstruktur, der Vermarktungsansätze und der Systemintegration der Erneuerbaren Energien umfassen müssen.

Vertiefte Ausführungen zur Direktvermarktung und weiterführende Literatur in:

² Vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt d) Systemintegration

IZES: Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten – ein sinnvolles Ziel?, Anlage B) zum Endbericht, 07.10.2013, download unter http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG_2.0_Anlage_B_zum_Endbericht_Vermarktung.pdf

IZES: Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, Studie für Greenpeace, Hamburg, 20. Dezember 2013, download unter <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/201402-strom-direkt-vermarktung-izes.pdf>

c) Ausschreibungen

Ausschreibungsverfahren sind ein komplexes ökonomisches Instrument, das theoretisch auch zur Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien genutzt werden kann. Sein Nutzen-Kosten-Verhältnis muss allerdings keinesfalls positiv sein.

Zum Nutzen von Ausschreibungen werden häufig folgende Hoffnungen geäußert: höhere Kosteneffizienz durch wettbewerbliche Bestimmung der notwendigen Zahlungen, akkuratere Einhaltung der Mengenziele und dadurch insbesondere Verhinderung von gravierenden Zielüberschreitungen sowie stärkere Abschirmung der Politik von Einflüssen der Lobbies der Erneuerbaren Energien.

Fakt ist jedoch, dass die theoretisch höhere Kosteneffizienz des Instruments durch deutlich höhere Transaktions- und Finanzierungskosten konterkariert werden und sogar in ihr Gegenteil umschlagen kann; die Folge wären in der Summe höhere Kosten für die Erreichung der Ausbauziele.

Insbesondere ausländische Erfahrungen zeigen auch, dass Ausschreibungen keinesfalls zu verlässlichen Zubaumengen führen müssen. Häufig haben die Gewinner der Ausschreibungen die Anlagen aus unterschiedlichen Gründen nicht errichtet, was die Bedeutung einer wirksamen Pönalisierung für diese Fälle unterstreicht. Pönalisierungen wiederum erhöhen die Projektrisiken und damit die Finanzierungskosten. Die Probleme mit real existierenden Ausschreibungssystemen haben in einigen Ländern³ bereits dazu geführt, dass Ausschreibungssysteme wieder abgeschafft wurden.

Es spricht vieles dafür, das Instrument der Ausschreibungsverfahren nicht nur eindimensional mit dem Kriterium der Kosteneffizienz zu bewerten; mindestens die Kriterien Zielerreichung und Akteursvielfalt sollten möglichst gleichrangig Beachtung finden, um den Fortgang der Energiewende in Deutschland nicht zu gefährden. Unabhängig vom jeweiligen Ausschreibungsdesign sind Zielkonflikte dabei unvermeidbar, die zugunsten der einen oder anderen Zielsetzung entschieden werden müssen und dadurch die Gleichrangigkeit faktisch aufheben.

Für eine Ergänzung der vorliegenden EEG-Novelle werden daher im Hinblick auf die künftigen Regelungen zu Ausschreibungen mindestens die folgenden drei Punkte empfohlen:

1. Ergebnisoffene Prüfung der Einführung von Ausschreibungen

Die Bundesregierung hat im Gesetzentwurf festgelegt, in Deutschland bei der Freiflächen-Photovoltaik erste Ausschreibungserfahrungen zu sammeln. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der vielfältigen und häufig ernüchternden ausländischen Beispiele spricht alles dafür, diese Erfahrungen sehr sorgfältig und vor allem **ergebnisoffen** auszuwerten, bevor man Ausschreibungen auf andere Segmente und Technologien der Erneuerbaren Energien ausweitet. Jedenfalls erscheint die Formulierung in §2 Abs. 5, dass „die finanzielle Förderung und ihre Höhe .. für Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden (soll)“, in diesem

³ Darunter Großbritannien, Portugal, Irland, Luxemburg.

Zusammenhang unnötig apodiktisch und der Komplexität einer so weitreichenden Veränderung des Finanzierungsmodells für Erneuerbare Energien nicht angemessen.

2. Großzügige De-Minimis-Grenzen, falls Ausschreibungen tatsächlich eingeführt werden
Um noch stärker als schon bei der Direktvermarktung die kleineren Investoren vor dem zusätzlichen Aufwand und den Risiken von Ausschreibungen zu schützen, erscheinen großzügige De-Minimis-Grenzen geboten. Dies konzidiert letztlich auch die Europäische Kommission, die in den im April vorgelegten Beihilfeleitlinien eine Reihe von Gründen aufführt, warum Ausschreibungen zu suboptimalen Ergebnissen führen können. Infolgedessen legt sie für PV-Anlagen eine Grenze von **1 MW** und für Windanlagen eine Grenze von **6 Anlagen bzw. 6 MW** fest, unterhalb derer die Investoren nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen, sondern festgelegte Vergütungen in Anspruch nehmen können (hier in Form von Marktprämien).
3. Akzeptanzsichernde Maßnahmen, falls Ausschreibungen tatsächlich eingeführt werden
Entscheidend für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist ihre Akzeptanz bei den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern. Um diese nicht zu gefährden bzw. noch weiter zu stärken, sollten bei einem Ausschreibungs-Design von vorneherein eine Reihe von Festlegungen erfolgen wie z.B.
 - Dezentralität der Ausschreibungen, mindestens auf Ebene der Bundesländer
 - Festlegung eines Bewertungssystems der Angebote, das über die reinen Kosten hinausgeht und z.B. die dezentrale Verankerung der Akteure mit berücksichtigt und möglicherweise zur Auflage macht, dass x% des Kapitals von Akteuren vor Ort stammen müssen (Beispiel Dänemark)
 - Absicherung von Vorleistungen insbesondere bei Wind Onshore-Anlagen (z.B. Standortsicherung, Genehmigungsverfahren, Pachtverträge) durch Risikofonds

Vertiefte Ausführungen zu Ausschreibungen und weiterführende Literatur in:

IZES: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), 19. Mai 2014, download unter

http://www.bee-ev.de/Publikationen/IZES2014-05-20BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf

d) Systemintegration

Mit der Entscheidung für die Direktvermarktung und die Abschaffung der Wälzung sowie des Grünstromprivilegs wurde die Marktintegration der Erneuerbaren Energien einem systemintegrativen Ansatz vorgezogen in der Hoffnung, dass die Direktvermarkter sich zu Systemintegrationsakteuren entwickeln. Wie oben ausgeführt bestehen Zweifel daran, ob dieser Ansatz zielführend ist und die Direktvermarkter der richtige Akteur dafür sind.

In einem System der physikalischen Wälzung, die in Form einer **Echtzeitwälzung** viertelstündlich das Einspeiseprofil der Wind- und PV-Anlagen in die Bilanzkreise der Vertriebe einstellt, läge die Systemintegration in den Händen der Marktakteure mit der besten Kundenkenntnis und der größten Vertrautheit mit den Beschaffungsprozessen im Rahmen ihres Portfoliomanagements. Die Vertriebe würden dadurch zu systematischen Suchern nach Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich des Einspeiseprofiles und insgesamt zum wichtigsten Akteur im „Maschinenraum der Energiewende“.

Um den Gedanken der Systemintegration der Erneuerbaren Energien stärker zu befördern, wären die folgenden beiden Ansätze im EEG-Entwurf zu ergänzen:

1. Absicherung einer Experimentierklausel für systemintegrative Geschäftsmodelle von Vertrieben

Insbesondere die bisherigen Grünstromanbieter, aber auch neue Akteure entdecken die Systemintegration der Erneuerbaren immer stärker als Geschäftsfeld der Zukunft, können aber bei den bisherigen Rahmenbedingungen kein Geschäftsmodell dafür entwickeln. In einer Experimentierklausel könnte das EEG Vertrieben die Möglichkeit verschaffen, Strom aus EEG-Anlagen außerhalb des EEG-Umlagesystems zu vermarkten, ohne dadurch die EEG-Umlage zu belasten. Voraussetzung dafür wären anspruchsvolle Vorgaben bei der Zusammenstellung eines eigenen EEG-Anlagenportfolios.

2. Abbau von Hemmnissen für den sektorübergreifenden Einsatz von regenerativem Überschussstrom

Wie oben erwähnt gibt es heute bereits Situationen, in denen Windanlagen abgeregelt werden, ohne dass dafür netztechnische Restriktionen verantwortlich wären („negative Preise“). Ohne Zweifel könnte dieser Strom nutzbringend eingesetzt werden, was aber an den entsprechenden Rahmenbedingungen scheitert.

Als ein erster konkreter Ansatz zur nutzbringenden Verwendung gespeicherten Stroms sollte daher §5 Ziffer 29 des EEG-Entwurfs um folgenden Satz ergänzt werden: *Unter dem Begriff der Zwischenspeicherung ist auch die Zuführung der gespeicherten Energie zur Verwertung im Verkehrs-, Industrie- und Gassektor zu verstehen.*

Vertiefte Ausführungen zu Ausschreibungen und weiterführende Literatur in:

IZES/Energy Brainpool: Wettbewerbliche Markt- u. Systemintegration Erneuerbarer Energien, Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), Oktober 2013 (Veröffentlichung in Vorbereitung)

3. Themenblock: Entlastungsregelungen für die energieintensiven Betriebe („Industriprivileg“); Eigenstromregelung („Eigenstromprivileg“)

a) „Mehr Schultern“?

Der Anstieg der EEG-Umlage in den letzten Jahren ist auch dadurch begründet, dass die Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf immer weniger Schultern verteilt wurde. Seit Einführung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG im Jahr 2004 hat mit jeder Novelle eine Ausweitung der Privilegierung der Industrie stattgefunden, die sich immer weniger mit einer Gefährdung von im globalen Wettbewerb stehenden Unternehmen begründen ließ. Darunter litt auch die Akzeptanz des EEG in der Industrie selber, da sich immer mehr nicht-privilegierte Unternehmen benachteiligt fühlten. Es war daher das erklärte Ziel bereits der alten Bundesregierung, die Besondere Ausgleichsregelung wieder auf ihren ursprünglichen Kern zurückzuführen.

Parallel zu dieser Entwicklung drohen künftig die Schultern derjenigen, die die EEG-Umlage tragen, noch schmalere zu werden: insbesondere durch den Anstieg der Umlage hat sich die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung teilweise stark verbessert, so dass immer mehr Unternehmen, Gewerbebetriebe und auch Immobilienbesitzer ernsthaft prüfen, ob sie in dezentrale KWK- oder PV-Anlagen investieren. Dadurch könnte ein sich selbst verstärkender Prozess in Gang gesetzt werden, der zu einem weiteren signifikanten Anstieg der EEG-Umlage führen würde.

Aus gutem Grund wurden daher beide Themenkomplexe in den vorliegenden Gesetzentwürfen aufgegriffen.

b) Industrieprivileg

Die im Jahr 2004 erstmals in das EEG aufgenommene Besondere Ausgleichsregelung hatte seinerzeit das Ziel, die im globalen Wettbewerb stehenden Unternehmen von der EEG-Umlage zu entlasten, um ihre Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden.⁴ Die sogenannten privilegierten Kunden wie beispielsweise wenige Unternehmen der Primäraluminiumherstellung oder der Chlorelektrolyse wurden so in der Summe um rund 100 Mio. Euro entlastet, ein Betrag, der von den nicht-privilegierten Kunden anteilig mitgetragen werden musste. Im letzten Jahr betrug dieser Entlastungsbetrag als Ergebnis einer schrittweisen Ausweitung dieser Privilegierung in den letzten Jahren auf über 2.000 Unternehmen bereits mehr als 4 Mrd. Euro, dieses Jahr ist mit 5,1 Mrd. Euro Mehrbelastung für kleinere Industriekunden, Gewerbetreibende und private Haushalte zu rechnen.

Gleichzeitig profitiert die Industrie von den kontinuierlich sinkenden Preisen an der Strombörse, die auch durch den Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien verursacht werden. So liegt der Großhandelspreis aktuell deutlich unter 40 €/MWh und damit bei weniger als der Hälfte des Preises, wie er Ende 2008 notiert wurde.

Bedingt durch die sinkenden Strompreise verringern sich für die Industrie zudem die Anreize, die immer noch erheblichen Energieeffizienzpotenziale zu erschließen. Im Gegenteil ergibt sich für manches Unternehmen der perverse Anreiz, durch eine Steigerung des Stromverbrauchs in den Genuss der Privilegierung zu kommen.

Der vorliegende Gesetzentwurf zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen erhält die Privilegierung der Industrie mindestens aufrecht, wenn er in der Summe nicht sogar zu einer weiteren Mehrbelastung der nicht-privilegierten Kunden führt. Nach aktuellen Abschätzungen des Wirtschaftsministers werden

- von rund 2.000 privilegierten Unternehmen ca. 1.100 Unternehmen noch stärker entlastet
- 550 Unternehmen stärker belastet, verbleiben aber in der Privilegierung
- ca. 400 Unternehmen aus der Privilegierung herausfallen, zahlen aber aufgrund der vorgesehenen Härtefallregelung nur 20% der vollen EEG-Umlage. Zudem wird eine über die Verdopplung der EEG-Kosten hinausgehende Kostensteigerung gegenüber dem Vorjahr durch die vorgesehene Härtefallregelung unterbunden.

Selbst wenn man diese sehr weitgehende Privilegierung der Industrie für kompatibel hielte mit dem Bestreben, nur die Beeinträchtigung jener Unternehmen zu neutralisieren, die im globalen Wettbewerb stehen, wären aus Gerechtigkeits- und Akzeptanzgründen mindestens folgende Empfehlungen in die weitere Ausgestaltung des Gesetzes einzubeziehen:

1. Verknüpfung der Privilegierung mit besonderen Auflagen zur Erschließung der vorhandenen Effizienzpotenziale

Um den durch die Privilegierung abgeschwächten Anreiz der Unternehmen, in Energieeffizienzmaßnahmen zu investieren, zu neutralisieren, empfiehlt es sich, die Privilegierung mit der Auflage zu versehen, dass alle über ein EMAS-System zu identifizierenden Effizienzpotenziale in diesen Unternehmen mit einer festzulegenden Amortisationsdauer erschlossen werden müssen. Vorbilder dafür wären z.B. der Environmental Management Act in den Niederlanden, der die Amortisationsdauer mit 5 Jahren ansetzt, oder das „Denmark's Agreement on Industrial Energy Efficiency (DAIEE)“, das hierfür 4 Jahre festlegt. Beide Ansätze sind mit Privilegierungen der Industrie in dem jeweiligen Land verknüpft und adressieren exakt das hier aufgeworfene Problem.

⁴ In dieser ersten Regelung war auch noch die explizite Prüfung einer Wettbewerbsgefährdung der privilegierten Unternehmen vorgesehen; diese Prüfung wurde dann bei der Novelle 2005 fallen gelassen, da sie administrativ nicht zu bewältigen war.

2. Ersatz der verwendeten Kennzahlen

Die verwendeten Kennzahlen Stromkosten und Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten lassen sich optimieren. Da die Stromgesamtkosten ansetzbar sind, können hierunter auch nicht eindeutig zuordenbaren Kosten als Stromkosten fallen (z. B. Inanspruchnahme externer Beratung zur Optimierung der Strombezüge, Vertragskosten der Strombeschaffung, Spekulationsgeschäfte über Derivate o.ä.). Der Ansatz, künftig nur durchschnittliche Preise gleichartiger Letztverbraucher statt individueller Kosten anzusetzen, mag einige Spitzen nehmen, die Tendenz zur Optimierung bleibt jedoch erhalten. Neben den Möglichkeiten zur Erhöhung der Stromkosten haben diese einen überproportionalen Effekt auf den Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung. Da die Stromkosten laut Definition unter die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe fallen, stellen sie einen Aufwand dar, der die Bruttowertschöpfung des Unternehmens entsprechend geringer ausfallen lässt. Somit entsteht ein Doppeleffekt: Zum einen werden die Stromkosten erhöht, zum anderen sinkt die Bruttowertschöpfung.

Eine deutlich bessere und weniger beeinflussbare Kennzahl wäre das Verhältnis der EEG-Kosten zum Umsatz. Beide Größen sind voneinander unabhängig und bieten zugleich nur ein sehr geringes Optimierungspotenzial.

3. Nachbesserung bei der Härtefallregelung

Die Besondere Ausgleichsregelung ist insbesondere durch Privilegierungen für Unternehmen in Verruf geraten, die nicht im Verdacht stehen, im globalen Wettbewerb unter Druck zu geraten (Braunkohletagebau, Hersteller von Erfrischungsgetränken etc.). Diese Fehler der Vergangenheit werden nun durch den Branchenansatz korrigiert, die betroffenen Unternehmen sollen aber weiterhin nur 20% der EEG-Umlage zahlen. Das erscheint selbst unter dem Aspekt des Bestandsschutzes als äußerst großzügig, da viele der betroffenen Unternehmen erst seit wenigen Jahren unter die Privilegierung fielen. Im Sinne einer gerechteren Lastenverteilung erschiene hier eine deutliche Aufstockung der Umlagebeteiligung angemessen.

Vertiefte Ausführungen zur Besonderen Ausgleichsregelung und weiterführende Literatur in:
IZES/Stiftung Umweltenergierecht: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Zwischenbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben IV: Besondere Ausgleichsregelung (§ 40ff. EEG): Erfahrungen und Weiterentwicklungen unter rechtlichen und ökonomischen Aspekten, 4. März 2014 (unveröffentlicht)

c) Eigenstromprivileg

Die Anreizwirkung der Eigenversorgung geht zunächst konform mit den Ausbauzielen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen: Ist der selbstverbrauchte Eigenstrom nicht umlagepflichtig, so erhöht sich mit steigender EEG-Umlage die wirtschaftliche Attraktivität der Eigenversorgung. Durch eine zunehmende Strommenge, die nicht mit der EEG-Umlage belastet wird, steigt diese allerdings an. Somit entsteht ein sich selbstverstärkender Effekt mit dem Ergebnis, dass die Erzeugung von Strom für die Eigenversorgung mit insgesamt steigender Menge wirtschaftlich attraktiver wird.

Dabei kommt es durch die Privilegierung der Eigenversorgung zu Umverteilungseffekten: die wegfallenden EEG-Einnahmen sowie weitere Steuern und Abgaben, von denen der selbstverbrauchte Strom ausgenommen ist, führen zu einem Ausfall und müssen an anderer Stelle kompensiert werden. Durch eine lokale Maximierung von Eigenversorgung aus EE-Anlagen

gehen zudem Ausgleichseffekte mit anderen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten verloren. In der Regel ist der Ausgleich einer fluktuierenden Erzeugung in einem möglichst großen Verbund kostengünstiger bzw. effektiver als in einer isolierten ‚Insellösung‘.

Grundsätzlich erscheint daher eine Belastung der Eigenversorgung mit einem Teil der EEG-Umlage aus Gerechtigkeitsgründen gerechtfertigt, da die Kosten der Vergangenheit, die letztlich zur Entwicklung von mittlerweile relativ kostengünstigen Technologien geführt haben, von allen getragen werden sollten, die davon profitieren. Allerdings sollte die Belastung nicht dazu führen, dass Investitionen in Anlagen dadurch unwirtschaftlich werden; es ist demnach zwingend auf eine Harmonisierung mit den jeweiligen Vergütungszahlungen zu achten.

Für die Eigenversorgung aus **KWK-Anlagen** wären folgende Punkte im §58 EEG-Entwurf zu ergänzen:

1. Eine Belastung neuer KWK-Anlagen mit einem bestimmten Prozentsatz der EEG-Umlage ist mit einem Junktim dahingehend zu versehen, dass diese Belastung erst nach Inkrafttreten eines novellierten KWK-Gesetzes wirksam wird

Wenn das Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 25% KWK-Strom an der Stromerzeugung zu erreichen, nicht gefährdet werden soll, ist bei den aktuell ohnehin schwierigen Bedingungen für die KWK eine zusätzliche Kostenbelastung neuer KWK-Anlagen nur dann vorstellbar, wenn die Vergütungsbedingungen des KWK-G angepasst werden. Dies sollte unmittelbar nach der EEG-Novelle geschehen, um für die Investoren schnellstmögliche Klarheit zu schaffen.

2. Als kleine KWK-Anlagen sollten Anlagen definiert werden, deren Leistung weniger als **250 kW** beträgt. Bei diesen Anlagen sollte der Anspruch auf Erhebung eines Prozentsatzes der EEG-Umlage für höchstens **1.000 Megawattstunden** selbst verbrauchten Stroms pro Jahr entfallen.

KWK-Anlagen der Leistungsklasse unterhalb **250 kW** werden häufig in der Wohnungswirtschaft und im Gewerbebereich eingesetzt und leisten damit einen Beitrag zur Optimierung dezentraler Strom-Wärme-Systeme. Zur Flankierung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden sie künftig stärker stromorientiert betrieben, wodurch die Vollbenutzungsstunden der Anlagen gegenüber früheren Auslegungen zurückgehen dürften.

3. Für ein eigenversorgendes Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach Abschnitt B oder C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes sollte sich die EEG-Umlage nur dann verringern, wenn die Eigenversorgungsanlage eine **hocheffiziente** KWK-Anlage im Sinne des Energiesteuergesetzes ist und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent aufweist.

Der Neubau einer Eigenversorgungsanlage in Unternehmen, die nicht in KWK betrieben würde, sollte aus ökologischen und Ressourcenschonungsgründen ohnehin von jeglicher Privilegierung ausgeschlossen werden. Da das Hocheffizienzkriterium den Stand der Technik darstellt, wäre dieses als Privilegierungskriterium anzulegen.

Für die Eigenversorgung aus **PV-Anlagen** wäre folgender Punkt im §58 EEG-Entwurf zu ergänzen:

4. Als kleine Eigenversorgungsanlage sollte eine PV-Anlage dann gelten, wenn ihre Leistung weniger als **30 kW** beträgt. Bei diesen Anlagen sollte der Anspruch auf Erhebung eines Prozentsatzes der EEG-Umlage für höchstens **30 Megawattstunden** selbst verbrauchten Stroms pro Jahr entfallen.

Gerade im Mietwohnbereich sind Anlagen mit einer Leistung deutlich über 10 kW verbreitet. Um hier die wachsende Bereitschaft zu Investitionen nicht abzubremsen, erscheint die Ausweitung der Bagatellgrenze auf 30 kW angemessen.

Sowohl für **KWK- als auch für PV-Anlagen** wäre klarzustellen:

5. Eigen- und Direktversorgung sind gleichgestellt, da in vielen Fällen der Besitz der Anlage nicht mit der Versorgung des Besitzers korrespondiert (v.a. im Mietwohnbereich oder beim Contracting). Entscheidend für die Verringerung der EEG-Umlage sollte der unmittelbare räumliche Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch sein.

Hier könnte die Formulierung aus dem KWK-G (§3 Abs. 10) übernommen werden, wo es heißt: *Eigenversorgung ist die unmittelbare Versorgung eines Letztverbrauchers aus der für seinen Eigenbedarf errichteten Eigenanlage oder aus einer KWK-Anlage, die von einem Dritten ausschließlich oder überwiegend für die Versorgung bestimmbarer Letztverbraucher errichtet und betrieben wird.*

Im Sinne eine Verbreiterung der Schultern, die die EEG-Umlage tragen, wäre folgende Regelung zu treffen:

6. Volle Belastung des Kraftwerkseigenverbrauchs mit der EEG-Umlage

Diese Belastung führt unmittelbar zu einer Erhöhung der Preise an der Strombörse, da sie grenzkostenerhöhend wirkt. Für die Kraftwerksbetreiber wäre sie daher im Durchschnitt kostenneutral; zudem würde sie allein durch den Preiseffekt an der Börse EEG-umlagensenkend wirken. Insgesamt geht es hierbei um eine Größenordnung von 40 TWh, also um mehr als bei der geplanten Belastung von KWK- und PV-Eigenversorgung zusammen.

Vertiefte Ausführungen zur Eigenversorgung und weiterführende Literatur in:

IZES: KWK-Eigenerzeugung in der Energiewende, Analyse und Bewertung der Eigenerzeugung mit KWK in Bezug auf die aktuell diskutierten Änderungsvorschläge vor dem Hintergrund und unter den Perspektiven einer Politik zur konsequenten Umsetzung der Energiewende, Studie für den Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK), Berlin, 28. Februar 2014, download unter

http://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/infos/studien/20140317_BKWK_Eigenerzeugung_final.pdf

Saarbrücken, den 26. Mai 2014