

zum EEG-Erfahrungsbericht (Entwurf vom 03.05.2011) mit ersten Anmerkungen zum EEG-Referentenentwurf (Stand: 17.05.2011)

23.05.2011

Das Bundesumweltministerium hat mit Datum vom 03.05.2011 einen Entwurf für den EEG-Erfahrungsbericht 2011 veröffentlicht. Dieser enthält eine Beurteilung der bisherigen Entwicklung im Bereich des EEG sowie Handlungsempfehlungen für die anstehende Novellierung des EEG, die zum 01.01.2012 in Kraft treten soll. Mittlerweile liegt ein Referentenentwurf des BMU (Stand: 17.05.2011) vor, der diese Handlungsempfehlungen umsetzt. Die vorliegende VIK-Stellungnahme bezieht sich sowohl auf den Erfahrungsbericht als auch auf den Referentenentwurf, soweit letzterer in der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit analysiert werden konnte. Eine detaillierte VIK-Stellungnahme zum Referentenentwurf, mit Formulierungsvorschlägen zu einzelnen Aspekten, wird derzeit noch erarbeitet.

1. Änderungen im Bereich der Besonderen Ausgleichsregelung

a) Gleitender Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung

Der Entwurf des Erfahrungsberichts empfiehlt einen gleitenden Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung. Dieser soll bereits ab einem Stromverbrauch von 5 GWh greifen, wobei bei einem Verbrauch zwischen 5 und 10 GWh der Selbstbehalt schrittweise von 100 % bis auf 10 % reduziert wird. Damit wird insbesondere energieintensiven Unternehmen aus dem Mittelstand die Antragstellung ermöglicht, zugleich bleibt für die bisher dem Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung unterfallenden Unternehmen der Status Quo erhalten.

Dies ist sehr zu begrüßen, da damit mögliche Verzerrungen aufgrund der bisherigen harten Eintrittsschwelle von 10 GWh abgemildert werden. Zugleich ist es begrüßenswert, dass im Erfahrungsbericht anerkannt wird, dass die betroffenen Unternehmen in einem sehr intensiven internationalen Wettbewerb stehen, so dass für den bisherigen Adressatenkreis die Regelung nicht verändert, d.h. die reduzierte EEG-Umlage von 0,5 €/MWh beibehalten werden soll.

b) Zertifizierung der Energieeinsparpotenziale

Hier wird im Erfahrungsbericht erkannt, dass sich die bisherige Regelung, wonach die Zertifizierung der Energieverbräuche und –einsparpotenziale im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr erfolgen muss, nicht bewährt hat. Sie führt dazu, dass gerade solchen Unternehmen, die erstmals einen Antrag stellen, die Gefahr einer Ablehnung droht, da sie die Zertifizierung nicht rechtzeitig vornehmen können. Dies liegt zum einen darin begründet, dass die Antragsberechtigung (das Überschreiten des Stromkostenanteils von 15 %) erst nach Abschluss des Geschäftsjahres feststeht, so dass eine Zertifizierung nicht mehr erfolgen kann. Zum anderen ist zu beachten, dass die Einführung eines entsprechenden Systems und seine Zertifizierung mit einem erheblichen Zeitaufwand verbunden sind, der zudem auch auf mögliche Engpässe auf Seiten der Zertifizierer treffen kann.

VIK begrüßt, dass der Erfahrungsbericht dieses administrative Problem anerkennt, und dass es im Referentenentwurf in § 41 Abs. 1 Nr. 2 in geeigneter Weise dadurch gelöst wird, dass das antragstellende Unternehmen im Zeitpunkt der Antragstellung ein gültiges Energiemanagementsystem besitzt.

Daneben sieht der Referentenentwurf in § 41 (1a) eine Einschränkung auf die Optionen DIN EN 16001 (bzw. ISO 50001) und EMAS vor. Diese Einschränkung ist nicht sinnvoll. Die vier bisher eingeführten Optionen (DIN EN 16001, ISO 14001, EMAS, BAFA-Variante) haben sich bewährt. Insbesondere bedeutet der Wegfall der bisherigen BAFA-Variante den verpflichtenden Umstieg auf die Varianten DIN EN 16001 oder EMAS. Damit ist ein höherer zeitlicher und administrativer Aufwand verbunden. Dieser ist insbesondere für mittelständische Unternehmen unverhältnismäßig. Vor dem Hintergrund, dass die Besondere Ausgleichsregelung stärker für mittelständische Unternehmen geöffnet werden soll, wäre eine solche Einschränkung kontraproduktiv. Daher muss für mittelständische Unternehmen weiterhin – neben den Varianten DIN EN 16001 und EMAS – auch eine unbürokratische und flexible Lösung möglich sein. In diesem Zusammenhang wird auf auch vom BMU und BMWi angestoßene Aktivitäten verwiesen, ein unbürokratisches Energiemanagementsystem speziell für mittelständische Unternehmen zu entwickeln. Dies stimmt mit dem im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.9.2010 niedergelegten Ziel überein, wonach insbesondere kleine und mittlere Unternehmen nicht überfordert werden sollen. Solange ein solches System noch nicht vorliegt, sollte zumindest für mittelständische Unternehmen die BAFA-Variante zur Zertifizierung weiterhin ermöglicht werden.

In jedem Fall muss sichergestellt sein, dass bei einer Einschränkung der Möglichkeiten ausreichende Übergangsfristen geschaffen werden. Die Antragsmöglichkeit für energieintensive Unternehmen darf nicht durch eine Erhöhung rein administrativer Hürden eingeschränkt werden. Bei einem geplanten Inkrafttreten des EEG zum 01.01.2012 stünde im Jahr 2012 lediglich ein halbes Jahr zur Einführung dieser Systeme zur Verfügung. Dieser Zeitraum ist deutlich zu gering. Daher sollte eine Einschränkung der Zertifizierungsmöglichkeiten auf DIN EN 16001 und EMAS, wenn überhaupt, frühestens ab dem Antragsjahr 2013 gelten.

Darüber hinaus sollte im EEG klargestellt werden, dass es im Rahmen der Zertifizierung ausreicht, wenn diejenigen Abnahmestellen, für die ein Antrag gemäß Besonderer Ausgleichsregelung gestellt wird, erfasst sind. Für die verpflichtende Erfassung anderer Abnahmestellen, die möglicherweise energiewirtschaftlich sogar unbedeutend sind, besteht kein Anlass.

c) Verpflichtende Realisierung der Energieeinsparpotenziale

Im Erfahrungsbericht wird vorgeschlagen, die im Rahmen der Zertifizierung identifizierten wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale verpflichtend umzusetzen. Der Referentenentwurf setzt dies in § 41 (1) Nr. 2 dadurch um, dass eine Effizienzsteigerung gefordert wird. Dies ist keinesfalls akzeptabel. Zum einen verkennt ein solcher Vorschlag, dass es im Eigeninteresse des Unternehmens ist, seine Energieverbräuche zu senken, um Energiekosten zu sparen. Zum anderen fordert bspw. die DIN EN 16001 explizit eine kontinuierliche Verbesserung. Zudem spielt der im Erfahrungsbericht beschriebene angebliche Fehlanreiz durch den geplanten gleitenden Einstieg in die Besondere Ausgleichsregelung zukünftig keine Rolle mehr.

Des Weiteren käme dies einer Investitionspflicht gleich, die mit einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsverfassung nicht in Einklang zu bringen ist. Im Allgemeinen erfolgt die wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen unternehmensindividuell mittels unterschiedlicher Kriterien. Welche Kriterien zur Bewertung einer Investition im jeweiligen Einzelfall herangezogen werden, liegt im Verantwortungsbereich des Unternehmens und ist oftmals nicht zuletzt auch von der Möglichkeit abhängig, entsprechende Kredite zu erhalten. Dies gilt auch für die zeitliche Dimension: Investitionen in Energieeffizienz stehen oftmals in einem engen Zusammenhang mit anderen Investitionsmaßnahmen und werden dann in diesem Kontext realisiert. Schließlich ergibt sich insbesondere bei Neuinvestitionen die Situation, dass diese auf dem technisch aktuellen Stand sind. Daher ergeben in einem gewissen Zeitraum nach einer solchen Neuinvestition oder Unternehmensneugründung überhaupt keine Einsparpotenziale. Dies darf nicht dazu führen, dass die Antragsmöglichkeit des betroffenen Unternehmens eingeschränkt wird.

d) keine Verschärfung der administrativen Anforderungen beim selbständigen Unternehmensteil

Der Referentenentwurf sieht in § 41 (5) vor, dass für den selbständigen Unternehmensteil ein eigener geprüfter Jahresabschluss erstellt werden muss. Dies ist bei Teilbetrieben nicht nur unüblich, sondern auch unangemessen, denn es bedeutet einen erheblichen Mehraufwand, v.a. in administrativer, aber auch in zeitlicher Hinsicht. Dieser ist insbesondere für kleinere Unternehmen in der zur Verfügung stehenden Zeit kaum zu schultern. Sie laufen daher Gefahr, bis zum Ablauf der Antragsfrist die Anforderung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen nicht erfüllen zu können. Daher sollte wie bisher auch die Vorlage des Jahresabschlusses des Gesamtunternehmens ausreichen.

Ebenso kritisch ist auch das in der Gesetzesbegründung genannte Argument zu bewerten, dass Teile eines Unternehmens, die lediglich Bestandteil eines Produktionsprozesses oder einer Produktionskette sind, keine selbständigen Unternehmensteile sind, wenn nicht weitere, wesentliche betriebliche Funktionsbereiche

dazugehören. Mit dieser Änderung der Gesetzesbegründung, die vermutlich im Rahmen der Antragsbescheidung durch das BAFA herangezogen werden wird, droht eine deutliche Einschränkung des Anwendungsbereichs der Besonderen Ausgleichsregelung. Insbesondere geht diese Gesetzesbegründung an der Unternehmensrealität vorbei. Denn die geforderten betrieblichen Funktionsbereiche (z.B. Beschaffung und Verwaltung) werden heutzutage oftmals ausgelagert und sind noch nicht einmal für jedes rechtlich selbständige Unternehmen vorhanden. Insofern sollte in der Begründung darauf verzichtet werden, durch solche einschränkenden Regelbeispiele einer Gesamtwürdigung des Einzelfalls vorzugreifen.

2. Änderungen im Hinblick auf den industriellen Eigenverbrauch

Der Erfahrungsbericht empfiehlt, künftig den Strom, der über das öffentliche Netz bezogen wird, grundsätzlich nicht mehr als Eigenstrom einzustufen und damit der vollen EEG-Umlage zu unterwerfen (S. 159). Im Referentenentwurf wird dies durch eine Formulierung in § 37 (3) umgesetzt, wonach Letztverbraucher Energieversorgungsunternehmen gleichgestellt (und damit EEG-umlagepflichtig) sind, sofern der Strom von einer dritten Person geliefert oder durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) durchgeleitet wird.

Damit wird zunächst einmal anerkannt, dass industrieller Eigenstrom, der sich dadurch auszeichnet, dass er nicht von einem Dritten bezogen, sondern vom Verbraucher selbst erzeugt wird, auch weiterhin von der EEG-Umlage befreit sein soll. Dies ist sehr begrüßenswert, denn die industrielle Stromeigenerzeugung leistet eine Reihe von positiven Beiträgen zu einer effizienten Energieversorgung:

- Die dezentrale industrielle Eigenerzeugung führt zu einer Verringerung der Nachfrage am Stromgroßhandelsmarkt. Die industrielle Erzeugung führt dadurch zu mehr Wettbewerb im Erzeugungsbereich und bildet damit ein Gegengewicht zur immer noch stark oligopolistisch strukturierten Energiewirtschaft.
- Dezentrale industrielle Kraftwerke bieten ein Potenzial zur Stabilisierung der Stromnetze. Durch gezieltes Hochfahren der Erzeugung in Zeiten einer hohen Netzbelastung bzw. durch Verschieben von Kraftwerksrevisionen (und damit erhöhtem Strombezug aus dem Netz) tragen sie zu einer Verstetigung der Netzauslastung bei und verringern so den Netzausbaubedarf.
- Industrielle Eigenerzeugung erfolgt in überwiegendem Maße in KWK-Technologie oder durch die energetische Verwendung von prozessbedingt anfallenden Kuppelgasen oder anderer Reststoffe aus der Produktion. Diese Verwertung ist ökonomisch und ökologisch sinnvoll. Würde man die Eigenstromerzeugung mit der EEG-Umlage belasten, wäre eine solche wünschenswerte Verwertung gefährdet. Im Hinblick auf eine aus Klimaschutzgründen staatlich geförderten Technologie wie speziell bei der Kraft-Wärme-Kopplung wäre es ebenso unsinnig, diese mit ebenfalls klimapolitisch motivierten Zusatzkosten zu belasten.

Der Erfahrungsbericht benennt mögliche Umgehungstatbestände zur Vermeidung der EEG-Umlage als Begründung für ein einschränkendes Kriterium in § 37 (3). Bei der

Beseitigung solcher Umgehungsmöglichkeiten muss darauf geachtet werden, dass eine energiewirtschaftlich sinnvolle Abgrenzung zwischen – weiterhin von der EEG-Umlage zu befreiender – Eigenstromerzeugung der Industrie und möglichen Umgehungstatbeständen erfolgt. Das im Erfahrungsbericht vorgeschlagene Kriterium, nämlich die geplante Einschränkung auf Strom, der nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, ist dazu allerdings ungeeignet und als alleiniges Kriterium abzulehnen. Es sollte daher aus folgenden Gründen präzisiert werden:

- Das geplante Kriterium der Nutzung des öffentlichen Netzes verkennt zum einen, dass es historisch bedingt Konstellationen gibt, bei denen ein Industriekraftwerk aufgrund der tatsächlichen Anschlusssituation vor Ort über einen kurzen „Umweg“ über das öffentliche Netz den am Standort ansässigen industriellen Stromverbraucher (gleiches Unternehmen wie der Betreiber des Industriekraftwerks) versorgt. Es ist kein Grund ersichtlich, diesen Strom nicht als Eigenstrom zu quantifizieren.
- Zum anderen würde eine solche Regelung auch verhindern, dass Industriekraftwerke an effizienten Standorten errichtet werden. So kann es sein, dass ein Kraftwerksstandort nicht direkt auf dem Werksgelände, auf dem sich die Verbrauchseinrichtungen befinden, sondern in einer (geringen) Entfernung geeigneter ist, z. B. aufgrund der Anbindung an das Stromnetz oder hinsichtlich der Brennstoffanlieferung. Dies kann einen Stromtransport über das öffentliche Netz erforderlich machen. Sollte dieser Eigenstrom dann aber EEG-pflichtig werden, würde damit die Wirtschaftlichkeit dieses gesamten industriellen Eigenerzeugungsprojekts gefährdet.
- Ebenso muss es als Eigenstrom gelten, wenn ein Industrieunternehmen den von ihm in seinem Kraftwerk erzeugten Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung an andere Standorte desselben Unternehmens weiterleitet. Auch hier spielen effiziente Kraftwerksstandorts- und -investitionsentscheidungen eine Rolle. So ist es wirtschaftlich und auch umweltpolitisch sinnvoll, wenn z. B. an demjenigen Unternehmensstandort mit dem größten Wärmebedarf eine KWK-Anlage errichtet wird, die auf den Wärmebedarf ausgelegt ist (in der Regel werden industrielle KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben). Daraus kann sich hinsichtlich der Stromerzeugung eine Überschussstromerzeugung ergeben, mit der andere Standorte desselben Unternehmens versorgt werden. Dies muss ebenfalls als EEG-freier Eigenstrom gelten, wenn der Betreiber des Industriekraftwerks und der Stromverbraucher dasselbe Unternehmen sind. Es kann nicht gewollt sein, solche Industrieunternehmen dazu zu zwingen, an allen ihren Standorten kleine Kraftwerke zu errichten, wenn es in der konkreten Situation effizienter ist, den Strom- und Wärmebedarf aus einer größeren KWK-Anlage zu decken.

In der Konsequenz würde durch die beabsichtigte Einschränkung der Eigenstrombefreiung gegenüber dem Status Quo eine erhebliche industrielle Letztverbrauchsmenge mit der EEG-Umlage belastet, was bei einzelnen Unternehmen zu Mehrkosten im Bereich von mehreren Mio. € pro Jahr führen kann, eine unerwartete und kurzfristige Zusatzbelastung, die nicht ohne Weiteres getragen werden und erhebliche Probleme für die Ertragskraft des Unternehmens bedeuten kann. Hinzu kommt, dass

keinesfalls sicher ist, dass solche Unternehmen über die Nutzung der Besonderen Ausgleichsregelung diese Zusatzbelastung zumindest teilweise reduzieren können. Und wenn doch, so wäre dies nur mit einer Zeitverzögerung von 2 Jahren möglich.

Vor diesem Hintergrund ist die vorgesehene Einschränkung des EEG-freien Eigenstroms auf Strom, der nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung geliefert wird, für sich genommen kein geeignetes Kriterium, um Umgehungstatbestände auszuschließen, und muss daher wieder entfallen. Aus oben genannten Gründen muss aber Eigenstrom aus industriellen KWK-Anlagen, der Verstromung von Restbrennstoffen und aus regenerativen Energien weiterhin von der EEG-Umlage befreit sein, auch wenn er über das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wurde. Um Rechtsklarheit zu schaffen und die von der Politik befürchteten Umgehungstatbestände auszuschließen, sollte konkretere Merkmale für den derart begünstigten Eigenstrom definiert werden. VIK schlägt hierzu vor, den § 37 (3) des Referentenentwurfes wie folgt um einen Satz 2 zu ergänzen:

„(3) Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, sofern dieser

1. *von einer dritten Person geliefert wird oder*
2. *durch ein Netz durchgeleitet wird. **Abweichend davon liegt keine Durchleitung durch ein Netz im Sinne von Satz 1 Nr. 2 vor, wenn es sich um Strom handelt, der in Anlagen erzeugt wird, die***
 - i. in KWK-Technologie betrieben werden,***
 - ii. der Verstromung von Reststoffen aus der industriellen Produktion (z.B. Kuppelgase) dienen, oder***
 - iii. der Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien dienen.“***

Mit dieser Abgrenzung wird sichergestellt, dass industrielle Eigenerzeugung aus Anlagen, in denen ein Industrieunternehmen Strom zum eigenen Verbrauch erzeugt, weiterhin von der EEG-Umlage befreit ist. Zum anderen werden mögliche Umgehungstatbestände verhindert. Da in industrielle Produktionsprozesse eingebundene Kraftwerke in aller Regel als KWK-Anlagen ausgelegt sind und/oder mit Reststoffen aus der technisch mit ihnen verbundenen Industrieproduktion befeuert werden (z.B. Verstromung von Kuppelgasen), was bei Kraftwerken der allgemeinen Versorgung in der Regel nicht der Fall ist, sorgt die vorgeschlagene Regelung dafür, dass ökologisch und ökonomisch gewünschte, industrierelevante Konstellationen von der EEG-Umlage befreit bleiben, Umgehungstatbestände aber vermieden werden. Die Befreiung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzt Anreize für industrielle Letztverbraucher, zukünftig in regenerative Stromerzeugungstechnologien zu investieren, bei denen eine örtliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch in der Regel erforderlich ist. Darüber hinaus dient sie dazu, dass bestehende Strukturen in der Industrierversorgung mit ortsfesten Erzeugungsanlagen (z.B. Laufwasserkraftwerke) weiterhin erhalten bleiben.

3. Stärkere Marktintegration durch optionale Marktprämie

Der Erfahrungsbericht identifiziert eine verstärkte Marktintegration von Strom aus EE-Anlagen als wesentliches Ziel der kommenden EEG-Novelle. Diesem Ziel ist unbedingt zuzustimmen. Als Instrument dafür schlägt der Erfahrungsbericht eine optionale Marktprämie vor (S. 13ff).

Das Modell der optionalen Marktprämie ist grundsätzlich zu einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien geeignet, allerdings nur um den Preis hoher Mitnahmeeffekte, d. h. noch weiter steigender Kosten. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Marktprämie optional ausgestaltet ist, d. h. der Anlagenbetreiber soll wählen, ob er im bisherigen EEG-Mechanismus verbleibt oder den Strom direkt am Markt verkauft, wofür er neben dem Verkaufserlös eine Prämie erhält. Um einen Anlagenbetreiber zum Wechsel in die Direktvermarktung zu veranlassen, muss die Summe aus Erlös und Prämie notwendigerweise höher sein als die EEG-Festvergütung.

Um die daraus resultierende weitere Verteuerung des Systems zu vermeiden, gleichzeitig aber den Vorteil der Marktintegration zu nutzen, könnte das EEG-Fördersystem grundsätzlich, d. h. nicht optional, auf ein Bonusmodell umgestellt werden, bei dem der Anlagenbetreiber den Strom selbst oder über einen Dienstleister vermarktet und dabei den Marktpreis erlässt. Zusätzlich erhält er einen (technologieabhängigen) Bonus, wobei letzterer den notwendigen Förderbedarf abdecken soll. Dieses System ermöglicht, analog zum heutigen EEG, eine punktgenaue Festlegung der notwendigen Förderung für die einzelnen Technologien, setzt aber gleichzeitig starke Anreize für die Anlagenbetreiber, eigenständig am Markt zu agieren, um durch den Verkauf zu einem höheren Marktpreis höhere Erlöse zu erzielen. Zudem würde der Ausgleichs- und Wälzungsmechanismus entlang der gesamten Lieferkette auf eine rein finanzielle Basis umgestellt und damit noch weiter vereinfacht als dies bereits durch die Ausgleichsmechanismusverordnung geschehen ist.

Mit einem solchen Modell werden die Erlöse der Anlagenbetreiber an den Marktpreis gekoppelt. Um den Förderbedarf (Differenz zwischen Marktpreis und Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien) auszugleichen, erscheint ein degressiv ausgestalteter und technologiespezifischer Bonus vorteilhaft. Da er sich nicht mit dem Marktpreis ändert, werden für die Verbraucher unkalkulierbare Preissteigerungen vermieden.

In einer Startphase könnte ein solches verpflichtendes Bonusmodell zunächst für Neuanlagen in EE-Technologien eingeführt werden, die steuerbar sind, wie z. B. Biomasse, Gase und Laufwasser. Dass diese Technologien in der Lage sind, erfolgreich am Markt zu operieren, zeigen die Erfahrungen mit der Direktvermarktung gemäß § 17 EEG im Jahr 2010 bzw. die für die kommenden Jahre – bei unveränderter Gesetzeslage – prognostizierten Direktvermarktungsmengen.

4. EEG-Einspeisemanagement

Im Erfahrungsbericht wird postuliert, dass in der praktischen Umsetzung EEG-Strom nachrangig zu KWK-Strom ist (S. 42). Sofern dies zutrifft, ist darauf hinzuweisen, dass in bestimmten Konstellationen eine Vorrangigkeit von KWK-Strom energie- und gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist. Eine Anwendung des Einspeisemanagements in Form eines Erzeugungsstopps bzw. der Drosselung von KWK-Anlagen bedeutet bei wärmegeführten KWK-Anlagen eine Einschränkung oder Unterbrechung der Wärme- und Prozessdampfversorgung mit negativen Auswirkungen auf die Produktionsprozesse und damit verbunden erheblichen finanziellen Schäden.

Solche negativen Folgewirkungen bestehen bei EEG-Anlagen nicht. Daher sollte im Fall von Engpässen Strom aus KWK-Anlagen, die in den industriellen Produktionsprozess integriert sind und in der Regel wärmegeführt werden, Vorrang eingeräumt werden. Die Verankerung einer solchen Regelung im Gesetz würde im Einklang mit dem klimapolitischen Ziel stehen, die Stromerzeugung in KWK zu verdoppeln, weil sie potenziellen KWK-Anlagenbetreibern im industriellen Zusammenhang mehr Sicherheit für einen verlässlichen Betrieb ihrer Anlage gewährt. Eine entsprechende Vorrangregelung müsste im Übrigen auch für die industrielle Stromerzeugung gelten, die eng mit industriellen Produktionsprozessen verknüpft ist (z. B. Verstromung von Kuppelgasen in der Stahlindustrie). Bei einer Abregelung der Stromerzeugung könnten die bei der Stahlproduktion entstehenden Kuppelgase nicht verstromt werden, sondern müssten umweltbelastend, ohne einen energetischen Nutzen zu haben, abgepackelt werden. Dies würde den Betreiber in ein für ihn nicht lösbares Dilemma stürzen. Vielfach müssten die Produktionsanlagen aus Sicherheitsgründen kurzfristig abgeschaltet werden, um Gefährdungen zu vermeiden. Erhebliche kostenintensive Anfahrprobleme wären die Folge. Beispielsweise würde das Zurückfahren einer Stahlhütte einen monatelangen Produktionsausfall bedeuten, weil es entsprechend lange Zeit dauert, eine solche Anlage wieder zum vollen Einsatz zu bringen.

Die Regeln zur Entschädigung im Fall einer Abregelung von KWK-Anlagen sind anzupassen, so dass sie nicht nur entgangene (KWK-)Vergütungen umfassen, sondern umfassend die Schäden berücksichtigen, die durch Abregelungen von KWK-Anlagen entstehen.

Unabhängig davon ist anzuerkennen, dass die zukünftig zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien auch eine stärkere Beteiligung von Stromerzeugern – auch im Bereich der Industrie – an der Stabilisierung des Netzes erforderlich macht. Sofern entsprechende Flexibilitäten vorhanden sind, gilt es, diese zu nutzen. Dies muss jedoch durch die Schaffung ausreichender Anreize geschehen, so dass freiwillige Lösungen auf der Grundlage von Marktmechanismen möglich sind. Die Teilnahme industrieller Verbraucher beispielsweise am Regelenergiemarkt zeigt, dass entsprechende Möglichkeiten auch genutzt werden, wenn die marktlichen Rahmenbedingungen geeignet ausgestaltet sind. Solche marktbasierenden Lösungen sind zwangsweisen Abschaltungen jedenfalls immer vorzuziehen.

5. In Erfahrungsbericht und Referentenentwurf nicht angesprochene Aspekte, die aus VIK-Sicht wesentlich sind

a) Begrenzung der bundesweit einheitlichen EEG-Umlage für alle Verbraucher

Angesichts dieser hohen und in Zukunft weiterhin stark zunehmenden EEG-Kosten, die von allen Verbrauchern getragen werden müssen, muss zum einen die Effizienz des EEG gestärkt werden. Dazu schlägt VIK wie oben im Zusammenhang mit gewünschter Marktintegration bereits erläutert die Umstellung der Förderung auf ein Bonussystem vor, bei dem der Anlagenbetreiber den Strom am Markt selbst vermarktet und zusätzlich einen Bonus erhält (s. Ziffer 3 lit. a)). Daneben ist kurzfristig auch eine Begrenzung der Kosten für den Einzelnen erforderlich, indem die allgemeine bundesweite EEG-Umlage, die von den nicht von der Besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Stromverbrauchern aus Industrie, Gewerbe und Haushalten gezahlt wird, auf dem aktuellen Niveau eingefroren und damit ein weiterer Anstieg verhindert wird. Bei der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung hat der Gesetzgeber dieser Notwendigkeit Rechnung getragen und das Gesamtfördervolumen begrenzt. Eine solche Umlagebegrenzung könnte auch die Akzeptanz des EEG in der Bevölkerung erhöhen.

Wenn das EEG-Fördervolumen die aus dieser gedeckelten Umlage erzielbaren Einnahmen übersteigt, müssten andere Finanzierungsmittel herangezogen werden. Dabei könnte zum einen an die Mehrwertsteuereinnahmen gedacht werden, die alleine aus der EEG-Umlage entstehen (nach Angaben des BDEW über 1,2 Mrd. € im Jahr 2011). Darüber hinaus können Mittel aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ verwendet werden, dessen Zweck ja ausdrücklich die Finanzierung von Maßnahmen im Bereich Erneuerbarer Energien ist.

Darüber hinaus sollen sich die Ausbauziele an den realisierbaren Fortschritten beim Netzausbau orientieren, um mögliche Versorgungsstörungen zu vermeiden sowie den Bedarf an Ausgleichsenergie und die hiermit verbundenen Kosten möglichst niedrig zu halten.

b) Transparenz über indirekte EEG-Kosten und Einbezug in die EEG-Umlage

EEG-Kosten sind keine im Wettbewerb entstandenen Kosten, sondern werden durch staatlichen Eingriff in den Markt generiert. Alle Stromverbraucher haben daher das Recht, über den vollen Umfang der so verursachten Kosten informiert zu werden. Deshalb müssen auch die EEG-induzierten indirekten Kosten erfasst und dem EEG transparent zugerechnet werden. Im Rahmen der Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus zum 01.01.2010 sind zumindest die sog. Windveredelungskosten, d. h. Kosten für den Ausgleich der Differenzen zwischen den prognostiziertem EEG-Stromaufkommen und den un stetigen Einspeisungen, der EEG-Umlage transparent zugeordnet.

In einem nächsten Schritt muss eine entsprechende Transparenz auch über die im Netzbereich entstehenden Kosten geschaffen werden. Die EEG-induzierten Netzausbaukosten, insbesondere die Anschlusskosten für Offshore-Windparks, sind daher in geeigneter Weise dem EEG zuzurechnen und ähnlich wie die o. g. „Veredelungskosten“ über das EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber auszuweisen

und zu verrechnen. Die aktuelle dena-Netzstudie prognostiziert bis 2020 Netzausbaukosten von rund 1 bis 1,6 Mrd. € jährlich. Hinzu kommen im Verteilernetz erforderliche Netzausbaukosten zur Integration Erneuerbarer Energien in Höhe von 1,15 Mrd. € pro Jahr.¹ Damit erhöhen sich die gesamten Mehrkosten des EEG um weitere 15 – 20 %.

Mit dem Einbezug dieser Kosten in das EEG-Konto würde neben erhöhter Transparenz über die wahren Kosten des EEG auch eine, den Bedürfnissen der stromkostensensiblen Industrie, entsprechende Kostentragung herbeigeführt werden. Derzeit machen die als „nicht beeinflussbare Kostenanteile“ in die Netzentgelte einfließenden Netzausbaukosten einen Teil des Entlastungseffektes der Besonderen Ausgleichsregelung wieder zunichte.

¹ r2b/Consentec: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 2010, S, 25.