



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.



Landesverband
Nordrhein-Westfalen

**Gemeinsames Positionspapier des
Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e.V.
und des Landesverbandes Nordrhein-Westfalen des
Bundesverbandes Windenergie e.V. (BWE)
zu einer
volkswirtschaftlichen Optimierung des EEG
im Bereich der Windenergie**

Düsseldorf, 19. Februar 2013

Kontakt:

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.
Corneliusstraße 18
40215 Düsseldorf

Telefon: 0211-1596 1395
Telefax: 0211-2392 1272
E-Mail: info@lee-nrw.de

Ansprechpartner: Jan Dobertin (Geschäftsführer LEE NRW)



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

I. Einleitung

Am 14. Februar 2013 haben der Bundesumweltminister und der Bundeswirtschaftsminister ein gemeinsames Konzept zur „Dämpfung der Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien“ vorgelegt. Bezogen auf den Bereich der Windenergie an Land greifen die geplanten Maßnahmen, wie eine zeitlich verzögerte Zahlung der Vergütung nach Inbetriebnahme einer Anlage, die pauschale Absenkung der Anfangsvergütung auf 8 Cent/kWh oder die rückwirkende Vergütungskürzung für Bestandsanlagen massiv in die Planungs- und Investitionssicherheit sowie in die Wirtschaftlichkeitsberechnung für neue Projekte ein. Bei der Umsetzung würde der Ausbau der Windenergie an Land – und damit ein zentraler Pfeiler für das Gelingen der Energiewende in Deutschland – in weiten Teilen zum Erliegen kommen. Eine solche Konsequenz entspräche durchaus der zuletzt geäußerten Intention des Bundesumweltministeriums, den Ausbau für die Windenergie in Deutschland deutlich verlangsamen zu wollen.¹

Der Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE NRW) und der Landesverband Nordrhein-Westfalen des Bundesverbandes Windenergie e.V. (BWE LV NRW) lehnen diese Vorschläge samt der Pläne eines flacheren Ausbaupfads entschieden ab. So können die „historischen Kosten“ des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), also die künftig anfallenden Kosten vom Jahr 2000 bis heute durch Korrekturen am weiteren Ausbaupfad der Windenergie nicht wieder eingefangen werden. Diese Kosten resultieren zum großen Teil aus der verspäteten Reaktion auf die PV-Dynamik in den Jahren 2010 und 2011. Dagegen wäre es geradezu absurd, die Onshore-Windenergie als kostengünstigste regenerative Stromquelle jetzt zu drosseln, nachdem die Stromverbraucher die Finanzierung der dafür notwendigen Technologieentwicklung über die EEG-Umlage so erfolgreich auf den Weg gebracht haben, dass Windstrom aus neuen Anlagen heute kostengünstiger ist, als aus allen anderen Kraftwerksneubauten.

Gleichzeitig sehen die Verbände aber ebenfalls, dass die Frage der künftigen Bezahlbarkeit von Strom ein entscheidendes Erfolgskriterium für

¹ Vgl. Darstellungen zu einem flacheren Ausbaupfad im Thesenpapier des Bundesumweltministeriums zur 3. EEG-Dialog-Veranstaltung „Windenergie – der zentrale Pfeiler der Energiewende am 12. Februar 2012 in Berlin.

das Gelingen der Energiewende darstellt. Hierbei möchten der LEE NRW und der BWE Landesverband NRW gerne verantwortungsbewusst mitgestalten, um einen volkswirtschaftlich optimierten Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Auf diese Weise muss das EEG weiterentwickelt werden, dabei aber weiterhin die Absicherung der Finanzierung regenerativer Projekte gewährleisten. So sind auch lokale Bürgergemeinschaften und lokale Versorger in der Lage – mit hoher Akzeptanz vor Ort – Projekte solide finanziert umzusetzen. Mitnahmeeffekte und übermäßige Renditen gilt es auszuschließen. Bei der Weiterentwicklung des EEG erachten die Unterzeichner es unter anderem für dringend notwendig, die derzeitige Vergütungsstruktur und Vermarktungsmechanismen für den Bereich der Windenergie zu reformieren. Bestehende Kostensenkungspotenziale innerhalb des EEG sollen ehrlich und transparent benannt und genutzt werden. **Hierzu werden folgende Punkte vorgeschlagen, die im weiteren Verlauf genauer dargestellt werden:**



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

- 1. Einführung eines standortgerechten Vergütungsmodells: Dabei die Vergütung für gute Standorte absenken und von Beginn an nach Referenzertragsmodell differenzieren;**
- 2. Abschaffung des SDL-Bonus – Überprüfung des Repoweringbonus;**
- 3. Abschaffung der Marktprämie – Einführung eines funktionierenden Modells zur regionalen Direktvermarktung von Stromprodukten mit möglichst hohen Anteilen Erneuerbarer Energien;**
- 4. Sinkender Vergütungsanspruch für abgeregelten Windstrom: Bekenntnis zum Grundsatz „Verwenden statt Abschalten“;**
- 5. Deutliche Reduktion der Förderung von teurem Offshore-Windstrom;**
- 6. Grundlegende Überarbeitung des Ausgleichsmechanismus zur Lösung der Probleme einer spotmarktbasierten Vermarktung von EE-Strom;**
- 7. Befreiung des Regenerativstroms von der Stromsteuer;**

Mit diesen Maßnahmen würden beim weiteren Ausbau der Windenergie enorme Einsparpotentiale generiert, die bezogen auf den Ausbau

erneuerbarer Energien auf einem höheren Niveau liegen würden, als die jüngsten Vorschläge der beiden Bundesminister. Zugleich würde dem Ziel entsprochen, die EEG-Umlage deutlich zu senken. In diesem Sinne verbindet sich mit der Darstellung der Punkte der dringende Appell an politische Akteure auf Bundes- und Landesebene, die Vorschläge genau zu prüfen und im Sinne einer erfolgreichen Fortsetzung der Energiewende für eigene politische Initiativen zu nutzen.



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

II. Vorschläge zur volkswirtschaftlichen Optimierung des EEG im Bereich Windenergie

Zu den Vorschlägen im Detail:

1. Einführung eines standortgerechten Vergütungsmodells: Dabei die Vergütung für gute Standorte absenken und von Beginn an nach Referenzertragsmodell differenzieren

Um das EEG kosteneffizienter zu gestalten, muss die im heutigen Referenzertragsmodell enthaltene Stufung der Vergütung in erhöhte Anfangsvergütung und Grundvergütung abgeschafft werden. Stattdessen schlagen die Unterzeichner vor, **ein standortgerechtes Vergütungsmodell einzuführen, das für 20 Jahre einen festen Vergütungssatz nach den jeweiligen Standortqualitäten definiert. Hierbei erscheint für die Vergütungssätze eine Bandbreite in Höhe von 5,x Cent / kWh (150 %-Standorte) bis 9,x Cent / kWh (70 %-Standorte) (in jedem Falle unter 10 Cent) angemessen.**²

Allerdings gilt es zu beachten, dass Kreditzinsen aufgrund der langen Darlehenslaufzeiten einen erheblichen Einfluss auf die laufenden Kosten eines Windenergieprojektes haben. **Da wir uns derzeit in einem**

² Zur Klarstellung: Auch wenn dabei nach dem vorgeschlagenen standortgerechten Vergütungsmodell für 70 %- Standorte die maximale Höhe der Vergütung erreicht ist, sollte aber in keinem Falle im EEG ausgeschlossen werden, diese maximale Vergütung auch für schlechtere Standortorte unter 70 % zu zahlen. So können einige Projekte aufgrund besserer Rahmenbedingungen (z.B. leichterem Netzanschluss) auch unterhalb der 70 %-Grenze wirtschaftlich sein und damit einen sinnvollen Beitrag zur Energiewende leisten.

historischen Zinstief befinden, ist eine Anpassung an eventuell steigende Zinsen zwingend zu berücksichtigen.



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

Durch ein einstufiges Vergütungssystem wird die Überförderung windstarker Standorte wirksam unterbunden. Bis auf einige wenige windschwächere Standorte, die weiterhin die maximale Anfangsvergütung des heutigen EEG erhalten, kann an allen anderen Standorten die Vergütung abgesenkt werden. Bei der Festlegung der Vergütungshöhen ist zwingend zu beachten, **dass an windstärkeren Standorten auch weiterhin eine höhere Rendite ermöglicht wird.** So kann vermieden werden, dass Kommunen Potentialflächen unabhängig von der Windhöffigkeit ausweisen.³

Das heutige zweistufige Modell muss auch deshalb korrigiert werden, weil die zweite Vergütungsstufe faktisch nicht zur Anwendung kommt, da das Preisniveau im Grünstrommarkt bereits höher liegt und die Betreiber sich damit faktisch dem EEG-Vergütungsschema entziehen: die erste hohe Stufe können sie mitnehmen, die zweite niedrige Stufe wird den Verbrauchern vorenthalten, weil sie unter dem Marktpreis liegt. Dies gilt für das Stauchungsmodell der Offshore-Vergütung erst recht.

Nach 5 Jahren soll analog zum bisherigen Referenzertragsmodell eine Korrektur der Einstufung in die passende Vergütungsstufe erfolgen. Dieses ist durch ein einfaches standardisiertes Verfahren zu gewährleisten. Zuviel erhaltene Vergütung für diese Betriebszeit muss der Betreiber zurückerstatten zuzüglich eines Zinsaufschlags von zwei Prozent über dem EZB-Leitzins. Nachforderungen kann er geltend machen mit einem Zinsaufschlag in Höhe des EZB-Leitzinses. Dadurch wird von Anfang dafür sorgt, dass ein Bemühen um die Einordnung in die richtige Vergütungsstufe erfolgt und keine Fehlanreize für „Gefälligkeitswindgutachten“ entstehen.

In der neuen Vergütungsstruktur ist ebenfalls zu beachten, dass bei der Berechnung der Vergütungshöhe Parkwirkungsgrade unter 90% nicht gefördert werden. Sollte der durchschnittliche Parkwirkungsgrad eines

³ Erläuterung: Bei einer angenommenen Vergütung von 9,8 Cent pro kWh lässt dann ein 70%-Standort typischerweise eine Grundrendite von etwa 7% erwarten - abhängig von jeweiligen Nebenkosten. Dieses setzt sich bei besseren Standorten nach oben fort bis hin zu etwa 15% Rendite bei einer Vergütung von 5,8 Cent an den allerbesten Standorten mit 150% Ertragskraft.

geplanten Windparks einen geringeren Wert aufweisen, hat der Betreiber maximal einen Anspruch auf Anrechnung von 10% Wirkungsgradverlust.



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

Ein Beibehalten der aktuellen Vergütungssätze und eine alleinige Erhöhung der Vergütung für schlechtere Standorte (Stichwort „Binnenlandbonus“) ist dagegen eindeutig abzulehnen, da dies in der aktuellen Kostendebatte einer weiteren Zusatzbelastung auf die Umlage gleichkäme und dem Ansinnen einer kosteneffizienteren Umsetzung der Energiewende entgegenstehen würde. **Ferner werden aktuell auf dem Markt Windenergiestandorte mit teilweise deutlich über 10% der jährlichen Vergütungserlöse angepachtet – ein Umstand, der klar auf eine Überhitzung des Marktes hindeutet.** Besonders vor diesem Hintergrund ist eine Anpassung der Vergütungsstrukturen unumgänglich.

2. Abschaffung des SDL-Bonus – Überprüfung des Repoweringbonus

Für eine kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende ist es dringend notwendig, die Komplexität des EEG zu verringern. Durch die Schaffung von immer neuen Boni im Bereich Windenergie ist das Gesetz unnötig unübersichtlich geworden. Bereits jetzt lässt sich sagen, dass der SDL-Bonus seinen Zweck erfüllt hat und mittlerweile die Dienstleistung dem aktuellen Stand der Technik entspricht. Daher fordern die Unterzeichner des vorliegenden Positionspapiers, den SDL-Bonus abzuschaffen. Beim Repoweringbonus wird dies etwas differenzierter gesehen. Grundsätzlich hilft dieser in einigen Bereichen den Abbau von Altanlagen zu fördern. Allerdings gibt es Mängel in der derzeitigen Ausgestaltung, daher sollte dieser, mit dem Ziel Mitnahmeeffekte auszuschließen, modifiziert werden.

3. Abschaffung der Marktprämie – Einführung eines funktionierenden Modells zur regionalen Direktvermarktung von Stromprodukten mit möglichst hohen Anteilen erneuerbarer Energien



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

Die Umstellung der Direktvermarktungsregeln mit der vergangenen EEG-Novelle hat die Vermarktung von regenerativem Strom zu Festpreisen erschwert bzw. für die Zukunft nahezu ausgeschlossen. Das nun eingeführte Marktprämienmodell führt für die Verbraucherinnen und Verbraucher zu erheblichen Mehrkosten im dreistelligen Millionenbereich pro Jahr und treibt die EEG-Umlage weiter nach oben. Aufgrund des mit der Portfoliogröße nicht proportional steigenden Vermarktungsaufwands generieren Unternehmen aus der Managementprämie erhebliche Mitnahmeeffekte. Der entscheidende Nachteil des Marktprämienmodells liegt in den niedrigen systemischen Anforderungen an die Anlagenbetreiber, bzw. Stromhändler. So können diese willkürlich Portfolien zusammenstellen und mit beliebigen Mengen Graustrom kombinieren. In diesem Modell ist es nicht notwendig, eine besondere Leistung zur Integration der erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem zu erbringen. Das Modell ist zudem mittelstandsfeindlich und birgt das Risiko neuer Monopolbildung: inzwischen ist der norwegische Staatskonzern Statkraft der größte Direktvermarkter von EEG-Strom in Deutschland.

Die Marktprämie muss daher zeitlich lückenlos von einem funktionierenden Grünstrommodell zur Stärkung der regionalen Direktvermarktung von EE-Stromprodukten abgelöst werden, um einen wirklichen Ausstiegsanreiz aus dem Vergütungsmodell des EEG zu entwickeln. Gerade gute Windstandorte, die künftig nach den Grundsätzen eines standortgerechten Vergütungsmodells (siehe oben) einen relativ niedrigen Vergütungssatz erhalten, wird so eine lukrative Alternative geboten. Die Dezentralität in der Erzeugung wird auf diese Weise folgerichtig zu einer dezentralen Vermarktung weiterentwickelt. Dies führt dazu, dass sich die Funktion des EEG schrittweise auf die eines Instruments zur Absicherung der Finanzierung von Projekten reduziert. Die genaue Ausgestaltung eines solchen Grünstrommodells, mit möglichst

hohen Anteilen aus EEG-fähigen Anlagen, sollte unter dem Dach des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (BEE) erfolgen.



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.



Landesverband
Nordrhein-Westfalen

4. Sinkender Vergütungsanspruch für abgeregelten Windstrom: Bekennnis zum Grundsatz „Verwenden statt Abschalten“

Die Branche steht in der Verantwortung, Alternativen zur vollständigen Kompensation der entgangenen Einspeisevergütung für nicht genutzte Kilowattstunden Windstrom zu erarbeiten. Das Stichwort hier lautet „Einspeisemanagement“. **Ziel sollte es auf Seiten der Netzbetreiber sein, Anreize zur Beseitigung von Netzengpässen zu schaffen. Andererseits werden so auch die Anlagenbetreiber motiviert, den Aufwand der Systemintegration zu verringern.**

Beispiele für Einspeisemanagement, das dem Grundsatz „Verwenden statt Abschalten“ folgt sind:

- *Die Organisation von Potenzialen zum Demand-Side-Management,*
- *die Verlagerung von Einspeisespitzen in andere Verbrauchssektoren (power-to-heat, u.ä.),*
- *die Erschließung effizienter Speicherlösungen.*

Perspektivisch sind die Umlagefähigkeit der Entschädigungszahlungen auf die Netzentgelte zu begrenzen und geeignete Anreize für die Anlagenbetreiber zu entwickeln. Grundsätzlich sollte gelten: „Verwenden vor Speichern“ und „Speichern vor Abschalten“ – also eine Priorisierung der günstigsten Variante. Gleichzeitig sollte bei den Entschädigungszahlungen auch ein Anreiz für die Netzbetreiber entstehen, den Netzengpass zu beheben. Dieser Anreiz könnte dadurch verstärkt werden, dass die Umlagefähigkeit der Entschädigungszahlungen auf die Netzentgelte degressiv ausgestaltet wird. Damit würde späteres Einspeisemanagement zu Lasten der Netzbetreiberrendite gehen. Umgekehrt wäre so seitens der Windanlagenbetreiber auch eine stärkere Ausrichtung an die Netzsituation zu akzeptieren, unter anderem durch eine Auslegung der Anlagen mit geringeren Generatorleistungen.



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

5. Deutliche Reduktion der Förderung von teurem Offshore-Windstrom

Der vorgeschlagene Wegfall der Stufung in Anfangs- und Grundvergütung soll analog auch für Offshore-Windstrom gelten. Dabei soll der Strom aus Anlagen von Nord- und Ostsee künftig nicht höher vergütet werden, als die Alternative an Land. Heute bereits begonnene Investitionen (verbindliche Kaufverträge von Windenergieanlagen) genießen Vertrauensschutz. Auch bei gleichhoher Vergütung zu Onshore-Anlagen würden Offshore-Projekte aufgrund des kostenfreien Netzzugangs weiterhin besser vergütet. In diesem Zusammenhang gilt es festzuhalten, dass bei der Einführung des EEG im Jahr 2000 immer davon ausgegangen wurde, dass perspektivisch die Erzeugung von Windstrom in Nord- und Ostsee die kostengünstigste regenerative Energiequelle darstellt. Heute muss konstatiert werden: Selbst wenn bei der Offshore-Technologie die im BMU-Thesenpapier zum EEG-Dialog „Windenergie“ genannten 40% Gesamteinsparungen langfristig erreicht werden sollten, läge die Vergütung für Windenergie Offshore immer noch deutlich oberhalb der für die Windenergienutzung an Land.

Wie bereits oben angeführt verfehlt das für die Offshore-Windenergie eingeführte Stauchungsmodell in der Praxis das Ziel, über die Gesamtlaufzeit der Windenergieanlage betrachtet kostengünstigen Windstrom anzubieten: Im Falle der Absenkung in die zweite Vergütungsstufe werden die Windparkbetreiber nämlich außerhalb des EEG vermarkten, wodurch dem Stromverbraucher der „Genuss“ einer dann deutlich günstigeren Stromproduktion vorenthalten bleibt. Bisher wurde es als Alleinstellungsmerkmal von Offshore betrachtet, dass dort über 4.000 Volllaststunden erreicht werden. Mit neuen Onshore-Turbinen für Schwachwindstandorte lassen sich künftig auch im Binnenland solche Volllaststundenzahlen erreichen. Dabei ist das Windpotenzial im Binnenland mehr als ausreichend.

Aus diesem Grund gilt es noch einmal klar auf die große Gefahr hinzuweisen, dass sich der Zubau von mehreren Gigawatt Offshore-Leistung in den nächsten Jahren extrem belastend auf die EEG-Umlage auswirken

wird. Hierzu eine Kostenrechnung: Aktuell liegt die EEG-Vergütung (0,19 Cent/kWh) für den Zubau von 1.000 Megawatt-Offshore Anlagen bei angenommenen 4.000 Volllaststunden pro Jahr bei rund 760 Millionen Euro – exklusive der Haftungsrisiken bei der Netzanbindung. Zum Vergleich: Die gleiche Strommenge aus Windenergieanlagen an Land könnte für weniger als die Hälfte dieses Vergütungsbetrages produziert werden. **Wird die Offshore-Technologie bis zum Jahre 2018 auf aktuellem Vergütungsniveau auf 6 Gigawatt ausgebaut, würde die gesamte jährliche Vergütungssumme dann rund 4,5 Milliarden Euro betragen. Gerade vor dem Hintergrund solcher immensen Summen ist es absurd, dass im gemeinsamen Konzept von Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsminister die vorgeschlagene Reduktion der Onshore-Vergütung auf pauschal 8 Cent/kWh damit begründet wird, ein jährliches Einsparvolumen von 40 Millionen Euro zu generieren. Selbst alle Maßnahmen im Konzept der Strompreisbremse zusammengenommen, würden nicht ausreichen, die zusätzliche entstehenden Kosten durch die Förderung von Offshore gegenüber Onshore auszugleichen. Hier zeigt sich, dass in Bezug auf beide Technologien eindeutig mit zweierlei Maß gemessen wird.**

6. Grundlegende Überarbeitung des Ausgleichsmechanismus, um Probleme einer spotmarktbasierten Vermarktung regenerativer Strommengen zu lösen

Mit dem Ziel, die Umlage auf das notwendige Maß zu begrenzen, gilt es aus unserer Sicht den Ausgleichsmechanismus anzupassen. Hierzu soll neben der Überprüfung aller Befreiungen von der Umlagezahlung sowie dem Wegfall der jüngst eingeführten Offshore-Netzanbindungshaftung die Rückkehr zu einer physikalischen Wälzung ohne die früher enthaltenen Überkomplexitäten im Mittelpunkt stehen. Dabei erscheint das aktuell von Prof. Dr. Uwe Leprich (IZESg Saarbrücken) vorgeschlagene Modell zielführend zu sein. Danach soll nicht den Übertragungsnetzbetreibern die zentrale Rolle der Profilmwandlung zukommen, sondern das Summenprofil der gesamten EEG-Strommenge soll direkt entsprechend der Vortagsprognose von allen Stromhändlern anteilig abgenommen werden. Dadurch wird die Zahl der Marktakteure bei der Integration von erneuerbaren



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

Energien drastisch erhöht. Versorgungsunternehmen mit kosteneffizienten Integrationskonzepten können sich dann Wettbewerbsvorteile verschaffen.



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

Ein Wettbewerb um die bessere Integration senkt nicht nur die EEG-Kosten, sondern ist auch ein Anreiz zur Technologieentwicklung in diesem Bereich. Die physikalische Wälzung des EEG-Profiles bietet vor allem auch die Chance, die Kosten des EEG-Stromes nicht mehr am Preis der EEX bemessen zu müssen sondern an einem Strompreis, wie er sich ohne Merit-Order-Effekt darstellen würde. Das EEG hat eine zweifache Wirkung auf den Strompreis: Einerseits werden über den Strompreis die EEG-Kosten bezahlt. Andererseits trägt das EEG über den Merit-Order-Effekt direkt dazu bei, dass sich Strom an der Börse zu immer günstigeren Preisen beschaffen lässt. Wenn von dieser Doppelwirkung nur der erste Teil auf der Stromrechnung als EEG-Kosten ausgewiesen wird und der zweite Teil verschwiegen wird, ist das ein Kardinalfehler, der unbedingt beseitigt werden muss.

Landesverband
Nordrhein-Westfalen

7. Befreiung des Regenerativstroms von der Stromsteuer

Da im EEG Herkunftsnachweise für EEG-Strom eingeführt worden sind, ist es möglich, diesen Strom eindeutig zuzuordnen. Dementsprechend besteht die Möglichkeit, wie bei Einführung der Stromsteuer ursprünglich angedacht, die EEG-Strommengen von der Stromsteuer (2,05 ct/kWh) zu befreien. Um das Aufkommen für den Bundeshaushalt nicht zu senken, müsste eine Anhebung der Stromsteuer auf Nicht-EEG-Strom um 0,6 Cent/kWh erfolgen. Da das Konzept der Stromsteuer angelegt war, einen Teil der Kosten der Umweltrisiken der fossilen und nuklearen Stromerzeugung verursachungsgerecht dieser Stromerzeugung zuzuordnen, war eine Belastung des EEG-Stromes von Anfang an systemwidrig. Wenn EEG-Strom frei und der übrige Strom mit 2,65 ct/kWh belegt wird, ist das für den Verbraucherstrompreis und den Bundeshaushalt neutral. Es wäre aber ein wesentlicher Anreiz für den Wechsel vom EEG zum Grünstromvertrieb und es würde bei entsprechender sachlich richtiger Ausweisung der EEG-Kosten die Umlage um 0,66 Cent verringern. Das entspräche in der Gesamtsumme rund 4 Milliarden Euro.