



Bundesnetzagentur

**Eckpunktepapier
zu Detailfragen der Vermarktung von EEG-Strom
durch die Übertragungsnetzbetreiber
nach der Verordnung zur Weiterentwicklung des
bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)**

Konsultation der Bundesnetzagentur

Stand: 01.10.2009

Stellungnahmen bitte bis zum 15.10.2009 an eeg@bnetza.de

Einleitung

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eine Durchführungsverordnung zur Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) nach § 11 AusglMechV zu erlassen. Dieses Eckpunktepapier führt im Folgenden die von der Bundesnetzagentur als regelungsbedürftig angesehenen Verfahrensfragen und Detailregelungen auf.

Inhaltsverzeichnis

1. Regelungen zu § 11 Nr. 1 AusglMechV: Anforderungen an die Vermarktung der Strommengen, insbesondere den Handelsplatz, die Prognoseerstellung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie, die Transparenz- und Mitteilungspflichten.....	4
1.1. Anforderungen an die Vermarktung der Strommengen, insbesondere den Handelsplatz, die Prognoseerstellung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie.....	4
1.2. Transparenzpflichten	4
1.3. Mitteilungspflichten	5
2. Regelungen zu § 11 Nr. 2 AusglMechV: Bestimmung der als Einnahmen oder Ausgaben nach § 3 AusglMechV geltenden Positionen und des anzuwendenden Zinssatzes	6
2.1. Bestimmung der Positionen, die als Einnahmen oder Ausgaben nach § 3 AusglMechV gelten.....	6
2.2. Regelungen zum anzuwendenden Zinssatz.....	6
3. Regelungen zu § 11 Nr. 3 AusglMechV: Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms	8
3.1. Erfordernis einer Anreizkomponente für die Abwicklung der finanziellen Wälzung.....	8
3.2. Ausgestaltung des Anreizsystems.....	8

1. Regelungen zu § 11 Nr. 1 AusglMechV: Anforderungen an die Vermarktung der Strommengen, insbesondere den Handelsplatz, die Prognoseerstellung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie, die Transparenz- und Mitteilungspflichten

1.1. Anforderungen an die Vermarktung der Strommengen, insbesondere den Handelsplatz, die Prognoseerstellung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie

Die Bundesnetzagentur strebt an, wesentliche Bestandteile der Festlegung BK6-08-226 zum Bilanzkreis für Energie nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in die Durchführungsverordnung zur AusglMechV zu überführen.

- a. Die in der Festlegung getroffenen inhaltlichen Lösungen zur Vermarktung der Strommengen werden für die Regelungen in der Durchführungsverordnung zur AusglMechV als ausreichend betrachtet. Dies gilt insbesondere für:
 - aa. Die EEG-Stundenreserve, die in der Festlegung zur Abdeckung von Zeiten unzureichender Liquidität am untertäglichen Spotmarkt vorgesehen ist, wird unter den in der Festlegung beschriebenen Bedingungen für eine Übergangszeit in die Durchführungsverordnung aufgenommen.
 - bb. Die in der Festlegung aufgeführten Transparenzpflichten zur Veröffentlichung von Daten auf den Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber werden übernommen.
- b. Um den Übertragungsnetzbetreibern den notwendigen Spielraum für kostensenkende Maßnahmen durch genauere Einspeiseprognosen zu belassen, sind detaillierte Vorgaben insbesondere hinsichtlich der zu erstellenden Einspeiseprognosen bisher nicht geplant. Dabei wird vorausgesetzt, dass das bisherige Niveau der Prognoseanstrengungen mindestens beibehalten wird. Der Prognoseaufwand hat den Regeln guter fachlicher Praxis zu entsprechen. Die Prognose ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen.
- c. Für die von den Übertragungsnetzbetreibern zu erstellende Prognose der Einnahmen- und Ausgabenpositionen zur Bestimmung der EEG-Umlage ist auf die Erfahrungswerte der Übertragungsnetzbetreiber zurückzugreifen. Insbesondere die Prognosen der Einnahmen und Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis, der Kosten für den untertägigen Ausgleich, der Erstellung von vortägigen Prognosen und der Transaktionskosten sind in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur aus den Erfahrungswerten der Vorjahre abzuleiten. Eine Verwendung von anderweitig extern ermittelten pauschalen Kostenansätzen dieser Positionen ist nicht notwendig.
- d. Für die Beschaffung von Ausgleichsenergie sind keine besonderen Regelungen geplant. Der EEG-Bilanzkreis ist grundsätzlich wie andere Netzbetreiberbilanzkreise zu bewirtschaften, d. h. möglichst ausgeglichen zu führen. Beschaffungsvorgaben für besondere Formen der Ausgleichsenergie, die zwischen der kürzest möglichen intraday-Beschaffung und der Minutenreserve anzusiedeln wären, erscheinen aus heutiger Sicht nicht sinnvoll.

1.2. Transparenzpflichten

- a. Die Bundesnetzagentur hält ergänzende Informationen zu den bereits jährlich veröffentlichten Informationen zur mittelfristigen Entwicklung für erforderlich. Die Bundesnetzagentur sieht die Darstellung der zukünftigen Entwicklung der installierten EEG-Leistung als besonders wichtig an, um den zukünftigen Einfluss der EEG-Einspeisung abschätzen zu können. Diesbezüglich sind detaillierte Angaben über die verwendeten Prämissen (u. a. prognostizierte Volllaststunden, Datenquellen, Inbetrieb- und Außerbetriebnahme von Anlagen, Vorgehen bei der Prognose) für mindestens die zukünftigen fünf Jahre zu publizieren. Eine nach

Energieträger und Regelzone differenzierte Darstellung scheint ausreichend. Eine vergütungskategoriescharfe Darstellung der Prognose wird als nicht notwendig erachtet. Die Energieträger sollten zur Berücksichtigung der gravierenden Unterschiede in der Vergütung folgendermaßen dargestellt werden:

- Windenergie
 - onshore
 - offshore
- Geothermie
- Photovoltaik
 - Gebäude < 1.000 kW mit Angabe der Höhe des Selbstverbrauchs bei Gebäudeanlagen bis 30 kW
 - Gebäude > 1.000 kW inklusive Freiflächenanlagen
- Biomasse
 - gasförmig
 - flüssig
 - fest
- Wasserkraft
- Gase

Die Prognose der Mengen in Direktvermarktung sollte ebenfalls in dieser Differenzierung dargestellt werden.

Die bereits veröffentlichten Angaben zum Letztverbraucherabsatz, privilegiertem Letztverbraucherabsatz, vermiedenen Netzentgelten etc. sind ebenso um die zugrunde liegenden Annahmen zu ergänzen.

- b. Die Bestimmung der EEG-Umlage ist so transparent zu veröffentlichen, dass sachkundige Dritte die Ermittlung nachvollziehen können. Daher sind in Ergänzung zu den unter Punkt 1.2.a benannten Angaben insbesondere die für die Prognose der EEG-Umlage angesetzten Einnahmen- und Kostenpositionen jeweils einzeln zu veröffentlichen. Um die Transparenz zu gewährleisten sind diesbezüglich ebenso die jeweils verwendeten Prämissen anzugeben.
- c. Eine mittelfristige Prognose der EEG-Umlage für mehr als 2 Jahre wird durch den starken Einfluss des Kontostands zum Zeitpunkt der Festlegung der Umlage nur sehr eingeschränkt möglich sein und wäre wenig aussagekräftig. Daher wird es als ausreichend angesehen, wenn die EEG-Umlage für das Folgejahr verbindlich bekannt gegeben wird und für das darauffolgende Jahr eine Schätzung der erwartenden EEG-Umlage innerhalb einer Bandbreite erfolgt.

1.3. Mitteilungspflichten

Ergänzend zu § 7 Abs. 4 Nr. 2 AusglMechV sind auch neu geschaffene Positionen auf dem EEG-Konto, beispielsweise

- Transaktionskosten
- je nach Ausgestaltung der Anreizkomponente evtl. ausgezahlte Prämien
- Bereitstellungsprovisionen für Kosten der Kreditlinie
- Position für die mögliche Verbuchung erhöhter Sollzinsen

in der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Form detailliert aufzuschlüsseln und darzulegen.

2. Regelungen zu § 11 Nr. 2 AusglMechV: Bestimmung der als Einnahmen oder Ausgaben nach § 3 AusglMechV geltenden Positionen und des anzuwendenden Zinssatzes

2.1. Bestimmung der Positionen, die als Einnahmen oder Ausgaben nach § 3 AusglMechV gelten

- a. Grundsätzlich sind die als sachgerecht nachgewiesenen Kosten, die dem Übertragungsnetzbetreiber aus seiner Tätigkeit als Vermarkter der EEG-Strommengen entstehen, über das EEG-Konto zu decken. Daher können zusätzliche Einnahmen- und Ausgabenpositionen für eine mögliche Verbuchung von Zinsen, Bereitstellungsprovisionen zur Aufstockung der Kreditlinie und einer evtl. zusätzlichen Prämie wegen der Anreizkomponente notwendig sein.
- b. Die zu verbuchenden Ausgabenpositionen sind weiter aufzugliedern. Es muss eine klare Abgrenzung der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber zwischen den auf dem EEG-Konto anzusetzenden Kosten und den Netzentgeltkosten sichergestellt werden. Ein Teil der Kosten, die im Rahmen der EEG-Vermarktung entstehen, sind bereits ursächlich durch das reguläre Geschäft der Übertragungsnetzbetreiber in den Netzentgelten enthalten. Auf dem EEG-Konto sind daher lediglich mengenvariable Kosten bzw. mittels eines Schlüssels verteilte Kosten anzusetzen. Beispielhaft seien hier anteilige Kosten für die Handelsanbindung und die mengenvariablen Verkaufsgebühren aufgeführt.
- c. Eine Trennung von Prognosekosten und Transaktionskosten ist notwendig. Der getrennte Ausweis führt zu einer stärkeren Transparenz, und die separate Veröffentlichung birgt einen weiteren Anreiz, die Transaktionskosten zu senken.
- d. Für alle Einnahmen- und Ausgabenpositionen ist sicherzustellen, dass eventuell zur Bestimmung der EEG-Umlage angesetzte Pauschalansätze nicht auch für die Verbuchung auf dem EEG-Konto verwendet werden. Auf dem EEG-Konto dürfen lediglich tatsächliche Ist-Erlöse und Ist-Kosten in Ansatz gebracht werden. Der Ansatz von Einnahmen und Ausgaben, die auf pauschalierten Werten basieren, ist auf dem EEG-Konto ausgeschlossen.
- e. Um die Werthaltigkeit der Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber aus der EEG-Umlage zu gewährleisten, sieht die Bundesnetzagentur den Bedarf für eine Regelung bei Insolvenzen von Schuldern (d. h. Stromlieferanten) der EEG-Umlage. In begründeten Fällen wird es als sachgerecht angesehen, dass Forderungsausfälle durch Insolvenzen von EEG-Schuldnern durch die EEG-Umlage und nicht vom Übertragungsnetzbetreiber zu tragen sind. Die Bundesnetzagentur entscheidet auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber über die Verbuchung der Forderungsausfälle auf einer eigenen Ausgabenposition des EEG-Kontos.

2.2. Regelungen zum anzuwendenden Zinssatz

- a. Bedingt durch nicht planbare starke unterjährige Änderungen der EEG-Energiemenge und einer starken Abweichung zwischen dem für die Bestimmung der EEG-Umlage zugrunde zulegenden Börsenpreis und dem am Spotmarkt zu erzielenden Börsenpreis, ist trotz der Einnahmen aus der EEG-Umlage mit einer Unter- oder Überdeckung des EEG-Kontos zu rechnen. Sowohl ein Ausgaben- als auch ein Einnahmenüberschuss auf dem EEG-Konto könnte entstehen. Das Eintreten eines Ausgaben- als auch eines Einnahmenüberschusses ist grundsätzlich gleich wahrscheinlich und könnte je nach Marktgegebenheiten mit Chancen oder Risiken verbunden sein. Möglicherweise resultierende Kosten können im Wesentlichen zwei Komponenten zeigen:
 - aa. Kosten aus dem Abweichen des auf dem EEG-Konto zu verbuchenden Zinssatzes vom tatsächlich am Markt üblichen Zins;

- bb. Kosten für das Aufstocken der regulären Kreditlinie zur Deckung eines Ausgabenüberschusses.
- b. Von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber wird vorgetragen, der von der AusglMechV vorgegebene Zinssatz (Euribor zzgl. 0,3 %) bilde nicht den am Markt erhältlichen Zinssatz ab. Guthaben würden lediglich zu einem geringeren Zinssatz als Euribor zzgl. 0,3 % verzinst, wohingegen höhere Kreditzinsen als Euribor zzgl. 0,3 % anfallen würden.
- c. Die AusglMechV sieht bislang keine direkten Maßnahmen bei einem Abweichen des auf dem EEG-Konto zu verbuchenden Zinssatzes vom tatsächlich am Markt üblichen Zins vor. Als wesentliche Größe für die Abmilderung eines möglichen Einnahmen- bzw. Ausgabenüberschusses konnten bislang lediglich die Einnahmen aus der EEG-Umlage identifiziert werden. Als Lösungsmöglichkeiten zum Abbau dieser Überschüsse wären für die Bundesnetzagentur folgende Maßnahmen denkbar:
 - aa. Monatlich differenzierte EEG-Umlage:

Die EEG-Umlage ist bis zum 15.10. des Vorjahres zu bestimmen. Um die systemimmanenten monatlichen Unter- und Überdeckungen, die durch die ungleichmäßige EEG-Einspeisung über das Kalenderjahr entstehen, abzumildern, ist eine monatlich gestaffelte EEG-Umlage vorstellbar. Die gestaffelte EEG-Umlage könnte als monatlicher Ab- oder Zuschlag entsprechend der Erfahrungswerte auf die für das Kalenderjahr gültige EEG-Umlage definiert werden und würde bindend zum 15.10. des Vorjahres bekanntgegeben.
 - bb. Zeitnahe Abrechnung von Ist-Daten zum Letztverbraucherabsatz:

Die auf Prognosen des Letztverbraucherabsatzes der Stromlieferanten basierenden monatlichen Abschlagszahlungen könnten zeitnah an den tatsächlichen Letztverbraucherabsatz angepasst werden. Eine frühzeitige Orientierung an den Ist-Daten könnte den Korrekturbedarf, der aus Abweichungen des tatsächlichen Letztverbraucherabsatzes zur Prognose resultiert, vermindern. Dies scheint jedoch nur sinnvoll, wenn der gewünschte positive Effekt der zeitnahen Abrechnung den damit zusätzlich verbundenen administrativen Aufwand überwiegt. In diesem Fall wäre eine unterjährige Korrektur des prognostizierten Letztverbraucherabsatzes in den Folgemonaten wünschenswert.
- d. Die aufgezeigten Maßnahmen schließen sich nicht gegenseitig aus, sondern könnten miteinander kombiniert die sukzessive Erhöhung eines Ausgabenüberschusses oder Einnahmenüberschusses und die daraus resultierenden Kosten mindern. Jedoch können durch die Maßnahmen nicht nur einseitig mögliche erhöhte Belastungen, sondern auch damit verbundene Chancen zur Reduktion der Zinsbelastungen der EEG-Umlage vermieden werden.
- e. Sollte eine sukzessive Erhöhung eines Ausgaben- oder Einnahmenüberschusses bzw. die daraus resultierenden Kosten nicht durch die vorgestellten Maßnahmen sachgerecht reduziert werden können, ist eine Anpassung der Regelungen zur Verzinsung vorstellbar, die tendenziell eine Erhöhung der EEG-Umlage mit sich bringt.
- f. Für die Bundesnetzagentur ist ein Aufschlag auf die (Soll-) Verzinsung ab einer Überschreitung einer bestimmten Kreditlinie denkbar, um die Belastungen, die mit einem erheblichen Ausgabenüberschuss verbunden sind, zu mindern. Dementsprechend würde der auf dem EEG-Konto zu verbuchende Sollzinssatz für den Betrag, der die reguläre Kreditlinie überschreitet, erhöht bzw. ein Aufschlag verbucht werden können.
- g. Mit einer unterjährig eventuell notwendigen Aufstockung der regulären Kreditlinie könnten Kosten zur Bereitstellung einer erweiterten Kreditlinie anfallen. Diese Bereitstellungsprovisionen sind derzeit noch nicht als eigenständige Komponente auf dem EEG-Konto vorge-

sehen. Eine mögliche Verbuchung dieser Kostenposition als Ausgabe auf dem EEG-Konto ist denkbar. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Bereitstellungsprovision der Höhe nach deutlich unter 1 % des Kreditvolumens, das von den Übertragungsnetzbetreibern beziffert wurde, liegt.

3. Regelungen zu § 11 Nr. 3 AusglMechV: Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms

3.1. Erfordernis einer Anreizkomponente für die Abwicklung der finanziellen Wälzung

- a. Mit § 11 Nr. 3 AusglMechV ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des EEG-Stroms zu setzen. Bislang wurden die Kostenpositionen des zukünftigen EEG-Kontos im Rahmen des bisherigen Verfahrens der Netzentgeltprüfung bzw. der Festlegung der Erlösobergrenze einer Kostenprüfung unterzogen. Die AusglMechV sieht keinen dezidierten Mechanismus zu einer Messung der Positionen des EEG-Kontos an Effizienzkriterien, sondern lediglich eine Überwachung der Bestimmung der EEG-Umlage vor. Daher ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine Anreizkomponente notwendig, um ein effizientes Handeln der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen.
- b. Ein Anreizsystem, das ausschließlich die Verteilung von Prämien vorsieht und keine Ausgleichsleistungen beinhaltet, würde zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen. Diese Erhöhung der EEG-Umlage wäre gerechtfertigt, wenn gleichzeitig mindestens dementsprechende, vorzugsweise sogar überkompensierende Effizienzverbesserungen erreicht würden. Es könnte jedoch der Fall eintreten, dass die durch die Ausschüttung von Prämien entstehenden Mehrkosten höher sind, als die anreizbaren Effizienzverbesserungen. Die Bundesnetzagentur befürwortet ein System, bei dem effiziente Übertragungsnetzbetreiber eine Prämie (zusätzliche Ausgabenposition auf EEG-Konto) erhalten und ineffiziente Übertragungsnetzbetreiber nicht alle Kosten erstattet bekommen. Je nach Ausgestaltung der zukünftigen Übertragung der Vermarktungsaufgabe auf Dritte, könnten Teile des beschriebenen Anreizsystems in das neue System übertragen werden.

3.2. Ausgestaltung des Anreizsystems

- a. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Vermarktungsaufgabe für alle Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich vergleichbar ist. Daher sind die Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge nach Horizontalem Belastungsausgleich (HoBA) unter den Übertragungsnetzbetreibern vergleichbar, und diese Größe wird als Vergleichsmaßstab angesetzt. Falls der Bundesnetzagentur dennoch besondere Umstände in einer Regelzone nachgewiesen werden, die zu höheren Kosten eines Übertragungsnetzbetreibers führen, könnte dies mittels eines Korrekturfaktors beim Vergleich berücksichtigt werden.
- b. Ein mögliches Anreizsystem könnte die Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge nach HoBA unter den Übertragungsnetzbetreibern vergleichen. Als Maßstab werden die Kosten desjenigen Übertragungsnetzbetreibers angesetzt, der die Vermarktung mit den zweitgeringsten Kosten durchführen kann. Der effizienteste Übertragungsnetzbetreiber mit den geringsten Kosten dürfte die (etwas höheren) Kosten des als Maßstab gesetzten Übertragungsnetzbetreibers verwenden. Das Delta zwischen seinen tatsächlichen Kosten und dem Maßstab ist dann die Anreizkomponente. Der Übertragungsnetzbetreiber mit den zweitgeringsten Kosten erhält alle seine Kosten erstattet. Er erhält somit weder eine Prämie noch sind Ausgleichszahlungen zu leisten. Die zwei Übertragungsnetzbetreiber mit den höchsten Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge sollten die Prämie des Effizientesten (= Delta zwischen seinen tatsächlichen Kosten und dem Maßstab) jeweils anteilig finanzieren. Die

Finanzierung würde über einen dementsprechend gekürzten Kostenansatz auf dem EEG-Konto stattfinden.

- c. Die Erläuterung des Anreizmodells erfolgt anhand eines fiktiven Beispiels der vier Übertragungsnetzbetreiber A, B, C und D. A ist der effizienteste Vermarkter mit den geringsten Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge nach HoBA, B hat die zweitgeringsten dem Vergleich zugrunde liegenden Kosten usw.

Als Vergleichsmaßstab werden die Kosten des Übertragungsnetzbetreibers B angesetzt, der die Vermarktung mit den zweitgeringsten Kosten durchführen kann. Der Übertragungsnetzbetreiber A mit den geringsten Kosten dürfte die (etwas höheren) Kosten des als Maßstab gesetzten Übertragungsnetzbetreibers B auf dem EEG-Konto ansetzen. Das Delta zwischen seinen tatsächlichen Kosten und dem Maßstab ist die zur Verfügung stehende Prämie. Übertragungsnetzbetreiber B darf seine Kosten in voller Höhe auf dem EEG-Konto verbuchen. Die zwei Übertragungsnetzbetreiber C und D mit den höchsten Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge finanzieren die Prämie des effizientesten A (= Delta zwischen den tatsächlichen Kosten des A und dem Maßstab B) jeweils anteilig. Die Finanzierung würde über einen dementsprechend gekürzten Kostenansatz für C und D auf dem EEG-Konto stattfinden. Die folgende Tabelle stellt vereinfacht die Funktionsweise des Anreizmodells dar:

Vermarkter	A	B	C	D
Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge (Geldeinheit/Energiemenge)	8	10	12	14
Vergleichsmaßstab (Geldeinheit/Energiemenge)	10	10	10	10
Abweichung zum Vergleichsmaßstab (Geldeinheit/Energiemenge)	2	0	-2	-4
Summe der Abweichung von C und D zum Vergleichsmaßstab (Geldeinheit/Energiemenge)	-	-	- 6	
Verteilungsschlüssel % des Delta zw. A und Vergleichsmaßstab	-	-	33,3 %	66,7 %
Verteilung real (Geldeinheit/Energiemenge)	-	-	0,7	1,3
tatsächlicher Kostenansatz auf EEG-Konto (Geldeinheit/Energiemenge)	10,0	10,0	11,3	12,7

- d. Die Ausgestaltung der Anreizkomponente ist in der oben beschriebenen Variante umlageneutral, d. h. die Ausschüttung der Prämie wird durch die Ausgleichsleistungen finanziert, und es findet lediglich eine Umverteilung statt, die zu keiner zusätzlichen Kostenbelastung der EEG-Umlage und damit der Endverbraucher führt.
- e. Die von den Übertragungsnetzbetreibern C und D zu tragenden Ausgleichsleistungen sind in diesem Modell der Höhe nach wesentlich von der Prämie des effizientesten A und damit dem Delta zwischen den tatsächlichen Kosten des A und dem Maßstab B bestimmt. Deshalb hat die Bundesnetzagentur erwogen, die Ausgleichspflicht für die Prämierung des effizientesten auf den ineffizientesten Übertragungsnetzbetreiber zu beschränken. Sie hat diese Idee vorerst nicht weiterverfolgt, da dies eine hohe Belastung eines einzelnen Unternehmens zur Folge haben kann.

Die Bundesnetzagentur ist offen für eine Diskussion, ob die Prämie für den Effizientesten und die Ausgleichspflicht für die Ineffizientesten auf Teilbeträge des Abstands zum Vergleichsmaßstab beschränkt werden sollten. Würden die Ausgleichsleistungen stärker beschränkt als die Prämie, wäre eine zusätzliche Ausgabenposition auf dem EEG-Konto vorzusehen, und das Modell wäre nicht mehr umlageneutral. Die maximale Kostenreduktion

der beiden Übertragungsnetzbetreiber C und D könnte auf einen prozentualen Anteil ihrer gesamten Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge nach HoBA oder eine ex-ante definierte Schwelle beschränkt werden. Der Anteil der Prämie des Effizientesten, der nicht durch die Kostenreduktion der beiden Übertragungsnetzbetreiber C und D gedeckt würde, würde in diesem Fall als zusätzliche Ausgabenposition verbucht und über die EEG-Umlage finanziert.

- f. Aufbauend auf dieses System der Anreizkomponente wäre ein Vergleich der Entwicklung der Kosten pro zu vermarktender EEG-Menge nach HoBA über die Jahre hinweg möglich. Im Falle eines Vergleichs der relativen Vermarktungskosten könnte ein Teil der Kosteneinsparung beim Übertragungsnetzbetreiber verbleiben. Das System könnte die Ausschüttung von Prämien vorsehen und gleichzeitig die EEG-Umlage um ein Vielfaches der Prämien entlasten. Der Vergleich der relativen Vermarktungskosten ist sowohl als Alternative als auch als Nebenbedingung zur oben beschriebenen Anreizkomponente möglich. Bei einer Ausgestaltung als Nebenbedingung würden die Prämien nur ausgeschüttet, wenn die relativen Vermarktungskosten gesunken wären. Sollte dieses System selbstständig schon für 2010 Anwendung finden, so ist ein angemessener Vergleichsmaßstab zu finden.

Die Bundesnetzagentur bittet um Stellungnahmen zu den Eckpunkten bis zum 15.10.2009 unter dem Betreff „AusglMechV“ an

eeg@bnetza.de

oder per Post an

Bundesnetzagentur
Referat 605
Postfach 8001
53105 Bonn