

## **Begründung**

### **B. Zu den einzelnen Vorschriften**

#### **Zu Artikel 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz**

##### **Teil 1 Allgemeine Vorschriften**

###### **Zu § 1 Zweck des Gesetzes**

Die Vorschrift normiert den Zweck des Gesetzes. Die Änderungen des § 1 gegenüber der bisherigen Fassung des EEG greifen die Beschlüsse des Europäischen Rates vom 8. und 9. März 2007 und des G8-Gipfel Heiligendamm vom 6. bis 8. Juni 2007 auf. Zugleich wird die mit dem EEG von 2004 verbesserte Planungs- und Investitionssicherheit für Investoren erhalten.

§ 1 ist ebenso bindend wie die übrigen Vorschriften des EEG und zentraler Maßstab für Interpretation und Auslegung des Gesetzes.

###### **Absatz 1**

Absatz 1 benennt die Motive für das Gesetz. Diese Motive stellen eine Konkretisierung der Staatszielbestimmung Umweltschutz des Art. 20a GG im Bereich der Elektrizitätsversorgung dar. § 1 Abs. 1 enthält damit auch die wichtigsten Rechtfertigungsgründe für die teilweise mit dem EEG einhergehenden Grundrechtseingriffe.

Es ist zentraler Zweck des Gesetzes, Klima und Umwelt zu schützen. Das Gesetz stellt damit ein Instrument zur Umsetzung der in der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vereinbarten Ziele und der Klimastrategie der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland dar. Der bislang gesondert genannte Schutzgegenstand Natur ist Teil der Umwelt und wird daher zukünftig nicht mehr gesondert aufgeführt. Auch wenn der Zweck Natur- und Umweltschutz nicht mehr wie bisher ausdrücklich in Absatz 1 wiederholt wird, ergibt sich daraus daher keine inhaltliche Änderung, insbesondere keine Abschwächung des Natur- und Umweltschutzes.

Klima- und Umweltschutz sind keine Gegensätze, sondern bedingen sich gegenseitig und stehen gleichrangig nebeneinander. Im heutigen Energiesystem sind mit dem Abbau, der Förderung und dem Transport von Uran, Kohle, Erdgas und Erdöl schwerwiegende Eingriffe in das Ökosystem verbunden. Es werden langfristige und teilweise irreversible Eingriffe in Natur und Landschaft vorgenommen. Mit der Nutzung Erneuerbarer Energien sind dagegen bei guter fachlicher Praxis und Stand der Anlagentechnik keine schwerwiegenden Eingriffe in das Ökosystem verbunden. Der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung schont darüber hinaus die fossilen und nuklearen Energieressourcen und geht in der Regel mit deutlich geringeren Schadstoffemissionen einher. Erneuerbare Energien tragen daher dazu bei, die Auswirkungen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs insgesamt auf das Ökosystem zu verringern.

Die zunehmende Nutzung Erneuerbarer Energien besitzt eine besondere Bedeutung für die Verwirklichung der Grundsätze des Naturschutzes und der Landschaftspflege. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass nach aktuellen wissenschaftlichen Forschungen mehr als eine Million Pflanzen- und Tierarten durch die zunehmende Erwärmung der Erdatmosphäre infolge des anthropogenen Treibhauseffekts vom Aussterben bedroht werden. Bei dem Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien sind die allgemeinen naturschutzrechtlichen Vorschriften, insbesondere das Bundesnaturschutzgesetz und das Wasserhaushaltsgesetz, zu beachten.

Der Schutz von Klima und Umwelt soll durch eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglicht werden. Das heutige System der Energieversorgung in Deutschland erfüllt die Anforderung der Nachhaltigkeit nicht, da es im Wesentlichen auf begrenzt verfügbaren fossilen Energieträgern und der Kernenergie beruht. Die damit verbundenen Probleme eines hohen Kohlendioxid-Ausstoßes bzw. des Risikos eines in seinen Auswirkungen unübersehbaren Unfalls in einem Atomkraftwerk sowie der ungelösten Frage der Lagerung radioaktiver Reststoffe entsprechen nicht den Anforderungen an ein nachhaltiges Energieerzeugungssystem. Der Wandel der Energieversorgungsstrukturen durch die Substitution fossiler Brennstoffe sowie der Kernenergie durch Erneuerbare Energien trägt dazu bei, diese Probleme zu lösen. Erneuerbare Energien stehen nach menschlichen Maßstäben unbegrenzt zur Verfügung, haben vergleichsweise geringe Umweltauswirkungen und erfüllen daher die Anforderungen, die aus dem Postulat einer nachhaltigen Entwicklung folgen.

Eine Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist aus Gründen des Klimaschutzes unaufschiebbar. Bereits heute sind Auswirkungen des von Menschen verursachten überhöhten Kohlendioxid-Ausstoßes wie Hochwasser oder Dürreperioden auch in Deutschland spürbar. Wissenschaftliche Untersuchungen, insbesondere des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) prognostizieren eine deutliche Verschärfung der Situation. Nur ein entschlossenes Umsteuern kann diese Entwicklung abfedern und zum Stoppen bringen.

Die Bundesrepublik hat sich deshalb zur Abmilderung der Folgen des Klimawandels im Rahmen des Kyoto-Prozesses verpflichtet, ihren Ausstoß von Treibhausgasen bis zur Zielperiode 2008 bis 2012 um 21 Prozent zu verringern. Dem Erneuerbare-Energien-Gesetz kommt in diesem Zusammenhang eine große Bedeutung zu. Es leistet einen wichtigen Beitrag für die Erreichung der Kohlendioxid-Minderungsziele. Wie auch der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) in seinen Empfehlungen anlässlich der von der Bundesregierung ausgerichteten Internationalen Konferenz für Erneuerbare Energien „renewables 2004“ dargelegt hat, ist eine nachhaltige Energienutzung darüber hinaus unverzichtbar für die Bekämpfung der Armut in den Entwicklungsländern, um auch dort den Zugang zu modernen Energiedienstleistungen zu ermöglichen.

Absatz 1 hebt einzelne Aspekte einer nachhaltigen Energieversorgung besonders hervor: die Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch Einbeziehung langfristiger nachteiliger externer Effekte der Energieversorgung, die Schonung fossiler Energieressourcen und die technologische Entwicklung.

Hintergrund hierfür ist die Erwartung, dass die Erzeugungspreise für konventionell erzeugten Strom insbesondere wegen der Verknappung fossiler Energieträger weiter deutlich steigen werden und so zumindest langfristig höher liegen werden als diejenigen des Strommix aus Erneuerbaren Energien. Die einzelnen Sparen der Erneuerbaren Energien erreichen dabei zu deutlich unterschiedlichen Zeitpunkten die Wirtschaftlichkeitsschwelle. Der Ausbau der Er-

erneuerbaren Energien leistet somit einen wichtigen Beitrag, dauerhaft eine gleichermaßen sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Ein ausdrücklicher normierter Zweck des Gesetzes liegt dabei darin, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern. Schon heute ist der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom auch aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da er maßgeblich dazu beiträgt, insbesondere die langfristigen Klimafolgeschäden zu verringern, deren Kosten voraussichtlich deutlich über den für die Umstellung auf eine nachhaltige Energieversorgung erforderlichen Kosten liegen werden. Der Marktpreis für konventionellen Strom entspricht nicht den tatsächlichen gesamtwirtschaftlichen Kosten, da externe Effekte der konventionellen Stromerzeugung wie langfristige Klimafolgeschäden nur zum Teil im Preis berücksichtigt werden. Das EEG leistet einen Beitrag zur verursachergerechten Berücksichtigung dieser unterschiedlichen externen Kosten der Stromerzeugung. Dies haben Untersuchungen im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ergeben.

Betrachtet man den Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Klimaschutz, so wird deutlich, dass sich die Einspeisevergütungsregelung für Strom aus Erneuerbaren Energien im StrEG und im EEG ein wichtiges Instrument zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland erwiesen hat. Durch die seit 1990 entsprechend geförderten Anlagen wurden im Jahr 2006 rund 44 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart (2005: rund 38 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>), die ohne diese Regelung durch fossile Stromerzeugung emittiert worden wären. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 gingen die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands durchschnittlich um 18 Mio. Tonnen jährlich zurück, während durch die über das EEG seit 2000 geförderten zusätzlichen Strommengen aus Erneuerbaren Energien mehr als 32 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart wurden. Ohne die seit dem Jahr 2000 neu in Betrieb gegangenen EEG-Anlagen wären die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland nicht gesunken, sondern gestiegen. Die energiebedingte CO<sub>2</sub> Minderung hätte ohne die gesamte EEG-Strommenge seit 1990 statt 16 Prozent nur 11 Prozent betragen, so dass Deutschland seine Minderungspflichten aus dem Kyoto-Protokoll vermutlich ohne das EEG nicht erfüllen könnte.

Zweck des Gesetzes ist es weiterhin, fossile und nukleare Ressourcen schonen. Dieser Zweck hat einen mehrschichtigen Hintergrund. Dazu gehören einerseits die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten, andererseits die Vorsorge für künftige Generationen und schließlich die Gefahr von Konflikten um knappe Energieressourcen. In der bislang geltenden Fassung war der Zweck, einen Beitrag zur Verminderung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten, auch ausdrücklich aufgeführt. Die redaktionelle Anpassung stellt insoweit keine inhaltliche Änderung dar, sondern subsumiert diesen Zweck unter den Zweck der Ressourcenschonung.

Im Strommarkt sind insbesondere die potenziell zunehmenden Lieferabhängigkeiten bei Erdgas zu nennen, die auch ökonomische Risiken bergen. Die Energiepreisanstiege der letzten Jahre sprechen für sich: Allein zwischen 2003 und 2005 stiegen die saldierten Ausgaben für Energieimporte von 34 Mrd. Euro auf 51,4 Mrd. Euro, also um über 50 Prozent. Daraus ergaben sich Auswirkungen auf die allgemeine Teuerungsrate, denn nach Angaben des Statistischen Bundesamtes betrug der Anstieg der Verbraucherpreise im Zeitraum von Oktober 2006 bis zum Oktober 2007 2,4 Prozent, wovon allein 0,2 Prozentpunkte dem Anstieg der Preise für Heizöl und Kraftstoffe zuzurechnen waren.

Demgegenüber erwarten aktuelle Untersuchungen einen Anstieg der EEG-Differenzkosten von 3,3 Mrd. Euro (2006) auf ein Maximum von etwa 6,2 Mrd. Euro im Jahr 2015 (Preisba-

sis 2007) sowie anschließend einen deutlichen und kontinuierlichen Rückgang auf 0,6 Mrd. Euro im Jahr 2030 (2020: 4,9 Mrd. Euro.). Dies ist allerdings noch keine vollständige ökonomische Bilanz des EEG. Neben einigen weiteren Kostenwirkungen sind auch verschiedene ökonomisch relevante Nutzenaspekte unberücksichtigt, z.B. die Vermeidung externer Schadenskosten.

Erneuerbaren Energienressourcen sind nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich. Eine Abschätzung des realisierbaren Potenzials an Erneuerbaren Energien in Deutschland ergibt nach einschlägigen Studien, dass ein Großteil des derzeitigen Energiebedarfs auf der Basis Erneuerbarer Energien gedeckt werden kann, wenn es gelingt, diese Potenziale langfristig wirtschaftlich zu erschließen. Daher kann das EEG auch zukünftig zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit beitragen.

Der Klimawandel hat das Potenzial, unsere natürliche Umwelt und die Weltwirtschaft schwer zu schädigen, und seine Bekämpfung ist eine der größten Herausforderungen, vor denen die Menschheit steht. Den jüngsten IPCC-Bericht und seine Erkenntnisse hat die Weltgemeinschaft mit Besorgnis zur Kenntnis genommen. Dringende und abgestimmte Maßnahmen sind notwendig.

Schließlich ist es Zweck des Gesetzes, die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern, um durch technische und wirtschaftliche Innovationen im Interesse geringerer volkswirtschaftlicher Kosten und eines verbesserten Umweltschutzes eine höhere Effizienz zu erreichen. Um die mittel- und langfristigen in Absatz 2 genannten Ziele zu erreichen und gleichzeitig die Effizienz zu steigern sowie die Kosten zu senken, müssen die Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien laufend fortentwickelt werden. Dies trifft insbesondere für die Fotovoltaik zu. Um diesen Prozess zu fördern, werden die Vergütungssätze dieses Gesetzes nach Energieträgern und teilweise auch technologiespezifisch differenziert sowie degressiv ausgestaltet. Dadurch wird ein Anreiz zu Innovation und Effizienz gesetzt. Darüber hinaus ist die reale Preisentwicklung zu berücksichtigen. Ziel ist es, die Techniken zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien möglichst schnell zur vollständigen preislichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber den konventionellen Energien zu verhelfen. Aufgrund der durch dieses Gesetz geförderten Technologieentwicklung werden in diesen Branchen aber auch zukunftsfähige Arbeitsplätze geschaffen und gesichert. Die deutsche Industrie erhält durch die von diesem Gesetz im Interesse des globalen Umweltschutzes ausgehende Entwicklung als Nebeneffekt einen Innovationsvorsprung, der ihre Chancen auf dem wachsenden Weltmarkt verbessert.

## **Absatz 2**

In Absatz 2 wird ein konkretes – aber nicht einklagbares – Zwischenziel für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien benannt, das durch das EEG erreicht werden soll. Die Bezifferung des konkreten Ausbauziels für den Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 bietet den Akteuren der Energiewirtschaft die notwendige Orientierung über die kurz- und mittelfristig beabsichtigte Entwicklung des Elektrizitätssektors und schafft somit Planungssicherheit.

Bis Mitte des Jahrhunderts sollen entsprechend der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung Erneuerbare Energien rund die Hälfte des Energiebedarfs in Deutschland decken. Hierfür ist ein weiterer kontinuierlicher Ausbau nach 2030 erforderlich. Dass eine solche Entwicklung auch ohne den Einsatz von Kernenergie sowohl wirtschaftlich als auch technisch möglich ist, wird in verschiedenen durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veranlassten wissenschaftlichen Untersuchungen belegt. Voraussetzung für

das Erreichen dieses Langfristziels ist, dass die Erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit erlangen. Darüber hinaus ist erforderlich, dass die Energieeffizienz gesteigert wird und Energiesparmaßnahmen greifen, damit so der Gesamtstromverbrauch gesenkt wird.

## **Zu § 2 Anwendungsbereich**

§ 2 regelt den sachlichen und räumlichen Anwendungsbereich des Gesetzes. Sachlich behandelt die Vorschrift in Ziffer 1 den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Elektrizitätsnetze für die allgemeine Versorgung und in Ziffer 2 die Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung des in diesen Anlagen erzeugten Stroms durch die Netzbetreiber, wobei sich die Details aus den weiteren Vorschriften des Gesetzes ergeben. In der Ziffer 3 wird auf den im Gesetz geregelten bundesweiten physikalischen und finanziellen Ausgleich verwiesen.

Entsprechend der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt behält das Gesetz das Vorrangprinzip bei. Es verpflichtet im Konkurrenzfall mit sonstigen Anlagen und sonstigem Strom zu einer zeitlich und sachlich vorrangigen Behandlung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas und des in ihnen erzeugten Stroms. Dies gilt anteilig auch für Strom, der in Anlagen erzeugt wird, die nicht ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen. Eine inhaltliche Änderung gegenüber der bestehenden Regelung ist damit nicht verbunden. Die Verpflichtung der Netzbetreiber nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zur Abnahme von KWK-Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleibt davon im Verhältnis zu konventionellem Strom unberührt. Für den Fall des Zusammentreffens von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung enthält das Gesetz in der Vorschrift zum Einspeisemanagement erstmals eine Kollisionsregel.

Vor diesem Hintergrund ist auch in Zukunft eine Verweigerung des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas mit dem Argument, das Netz sei bereits durch konventionell erzeugten Strom ausgelastet, nicht zulässig.

Räumlich erstreckt die Regelung den Anwendungsbereich des Gesetzes im Einklang mit Art. 7 Abs. 1 Satz 3 der Richtlinie 2001/77/EG auf den Geltungsbereich des Grundgesetzes sowie die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone und den Festlandssockel im Rahmen der Vorgaben des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl. 1994 II S. 1799, 1995 II S. 602). Es ist weiterhin erforderlich, dass die Anlage selbst im Anwendungsbereich des Gesetzes errichtet ist und auch der dort erzeugte Strom direkt in ein im Inland gelegenes Netz eingespeist wird.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt als Teilbereich des Umweltenergierechts das Recht der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Es enthält zum Teil spezielle Regelungen von Sachverhalten, die allgemein teilweise ebenfalls im Energiewirtschaftsrecht geregelt werden. Im Fall des Zusammentreffens von Normen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Regelungen des Energiewirtschaftsrechts und sich gegenseitig ausschließenden Rechtsfolgen gehen die Normen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes den Normen des Energiewirtschaftsrechts als speziellere Normen vor und verdrängen die Regeln des Energiewirtschaftsrechts. Dies gilt grundsätzlich auch im Verhältnis zu zeitlich nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erlassenen allgemeinen Regelungen des Energiewirtschaftsrechts.

## **Zu § 3 Begriffsbestimmungen**

Die Regelung bestimmt verschiedene in dem Gesetz wiederkehrende Begriffe näher.

### **Zu Nummer 1**

Nummer 1 definiert den Begriff der Anlage als jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Diese Begriffsbestimmung weicht insoweit von dem bisherigen Verständnis des Anlagenbegriffs ab, als nunmehr ein weiter Anlagenbegriff zugrunde gelegt wird. Mit dieser Formulierung sollen teilweise bestehende Auslegungsunsicherheiten beseitigt werden, die insbesondere bei der Abgrenzung von zur Anlage gehörenden Bestandteilen aufgetreten sind.

Um den verschiedenen Funktionen des Anlagenbegriffs dennoch gerecht zu werden, weicht das Gesetz an den entsprechenden Stellen vom weiten Anlagenbegriff ab und knüpft ausdrücklich an den Generator an.

Zur Bestimmung der Anlage ist daher neben der stromerzeugenden Einrichtung auch auf sämtliche technisch und baulich erforderlichen Einrichtungen vom Anlagenbegriff abzustellen. Nach diesem weiten Anlagenbegriff zählen neben Generator beispielsweise auch dessen Antrieb (also Motor, Rotor oder Turbine), Fermenter, Gärrestbehälter, unterirdische geothermische Betriebseinrichtungen, Staumauern oder Türme von Windenergieanlagen zur Anlage. Infrastruktureinrichtungen wie Wechselrichter, Netzanschluss, Anschlussleitungen, eine Stromabführung in gemeinsamer Leitung, Transformatoren, Verbindungswege und Verwaltungseinrichtungen sind jedoch vom Anlagenbegriff nicht erfasst, da diese Einrichtungen nicht der Stromerzeugung dienen. Auch werden mehrere selbständige Anlagen wie etwa Wasserkraftwerke, die bis zu mehrere Kilometer auseinander liegen, nicht etwa durch den Bau eines Entlastungswehres zu einer Anlage.

Als Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gelten nach Satz 2 auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas in elektrische Energie umwandeln. Von dieser Regelung erfasst sind beispielsweise Druckluftspeicherkraftwerke, die Speicherung der Energie als Wasserstoff oder als chemische Energie.

Die in der Vorgängerregelung § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 enthaltene Regelung zur Behandlung mehrerer Anlagen findet sich in Nummer 1 nicht wieder. Diese Norm diente dazu, die dem Gesetzeszweck widersprechende Umgehung der für die Vergütungshöhe geltenden Leistungsschwellen durch Aufteilung in kleinere Einheiten zu verhindern. Nunmehr wird diese Frage im Rahmen der Allgemeinen Vergütungsvorschriften – ohne inhaltliche Änderung – in § 19 klargestellt.

Für Anlagen, deren Einrichtungen zur Stromerzeugung sich nicht sämtlich im Geltungsbereich des Gesetzes befinden, wird nur der Stromanteil berücksichtigt, der sich aus den auf völkerrechtlichen oder Staatsverträgen beruhenden Konzessionen oder Bewilligungen ergibt. Dies gilt beispielsweise für Grenzwasserkraftwerke, bei denen ein Teil auf deutschem Hoheitsgebiet, ein anderer Teil aber auf dem Gebiet eines der Nachbarstaaten liegt.

## **Zu Nummer 2**

Nummer 2 definiert den Begriff der Anlagenbetreiberin bzw. des Anlagenbetreibers und stellt klar, dass die – natürliche oder juristische – Person, die die Anlage betreibt, nicht notwendig mit der Eigentümerin oder dem Eigentümer der Anlage identisch sein muss. So kann etwa die Betreiberin oder der Betreiber einer Fotovoltaikanlage, die an einem Gebäude angebracht ist, verschieden von der Hauseigentümerin oder dem Hauseigentümer sein. Vielmehr ist darauf abzustellen, wer die Kosten und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebes trägt und das Recht hat, die Anlage auf eigene Rechnung zur Stromerzeugung zu nutzen, also über den Einsatz der Anlage bestimmt bzw. zumindest bestimmenden Einfluss hat.

## **Zu Nummer 3**

In Nummer 3 wird der Terminus Erneuerbare Energien definiert. Erfasst werden, wie bereits nach der bislang geltenden Rechtslage, Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas.

Unter Wasserkraft wird wie bisher die originäre, regenerative Wasserkraftnutzung in – auch tidenabhängigen – Wasserkraftwerken verstanden einschließlich der Nutzung der potenziellen oder kinetischen Energie von Trink- und Abwasser. Der Gesetzestext stellt klar, dass insbesondere auch die Wellen-, Gezeiten-, Salzgradient- und Strömungsenergie unter den Begriff Wasserkraft fallen.

Der Begriff solare Strahlungsenergie umfasst insbesondere Fotovoltaikanlagen und Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung sowie zur Nutzung der Umgebungswärme einschließlich der Meereswärme.

Der Begriff Biomasse wird im Gesetz selbst nicht abschließend definiert. Für die Definition von „Biomasse“ im Rahmen der Vergütungsbestimmungen enthält das Gesetz eine spezielle Verordnungsermächtigung, deren Bedeutung sich nicht auf die übrigen Vorschriften des Gesetzes erstreckt. Der an dieser Stelle verwendete allgemeine Begriff „Biomasse“ umfasst biogene Energieträger in festem, flüssigem und gasförmigem Aggregatzustand. Es handelt sich allgemein um biologisch abbaubare Erzeugnisse, Rückstände und Abfälle pflanzlichen und tierischen Ursprungs aus der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige. Nicht als Biomasse anzusehen sind demgegenüber im Hinblick auf den in § 1 normierten Zweck des Gesetzes und entsprechend dem allgemeinen Sprachgebrauch die fossilen Brennstoffe wie Öl, Kohle, Gas und Torf, da sie sich nicht in überschaubaren Zeiträumen regenerieren.

Die Klarstellung, dass als Biomasse hier auch Biogas verstanden werden soll, geht auf die Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt zurück, die Biogas als gesonderte Erneuerbare Energie aufführt. Deponie- und Klärgas fallen grundsätzlich ebenfalls unter den Begriff Biomasse, werden aber gesondert aufgeführt, weil für Strom aus diesen Gasen eine gesonderte Vergütungsregelung gilt.

Ebenfalls in Umsetzung der genannten Richtlinie wird auch der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten als Erneuerbare Energie definiert. Es gilt zu beachten, dass durch diese Erweiterung nur der anteilig daraus erzeugte Strom in den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass für die Vergütung von Strom weiterhin das Ausschließlichkeitsprinzip gilt und Strom aus gemischten Abfällen aus Industrie und Haushalten auch in Zukunft nicht vergütet wird.

Grubengas zählt nicht zu den Erneuerbaren Energien. Da die energetische Verwertung von Grubengas jedoch die Kohlendioxid- und Methanbilanz gegenüber der unverwerteten Abgabe an die Atmosphäre verbessert, finden die meisten Regelungen des Gesetzes auch auf Grubengas Anwendung.

Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, gilt als Erneuerbare Energie, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse, Deponie- oder Klärgas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung des Biogases erfolgt. Sofern bestehende oder neu zu errichtende Blockheizkraftwerke zukünftig ausschließlich durchgeleitetes Gas aus Erneuerbaren Energien einsetzen, können sie Vergütungen nach diesem Gesetz erhalten.

#### **Zu Nummer 4**

Nummer 4 bestimmt den Begriff des Generators, der abweichend vom allgemeinen Anlagenbegriff der Nummer 1 an einigen Stellen des Gesetzes Anknüpfungspunkt ist. Diese Differenzierung zwischen Anlage einerseits und Generator andererseits beruht auf den verschiedenen Funktionen und Folgen des Anlagenbegriffs. Da im gewöhnlichen Sprachgebrauch unter Anlage die Gesamtheit der der Stromerzeugung dienenden Einrichtungen verstanden wird, wird im EEG in der Regel auch dieser weite Anlagenbegriff verwendet. Ist dies jedoch nicht sachgerecht, wird auf den Generator abgestellt.

Generator ist jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt. Im Bereich der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wird durch die Solarzelle die Strahlungsenergie (elektromagnetische Energie) direkt in elektrische Energie umgewandelt. Damit ist die Solarzelle die stromerzeugende Einheit, also der Generator. Auch die Brennstoffzelle ist ein Generator im Sinne dieser Bestimmung, da sie chemische Energie umwandelt.

#### **Zu Nummer 5**

Nummer 5 bestimmt den Begriff der Inbetriebnahme. Diese Regelung hat insgesamt durch die neu eingefügten allgemeinen Vergütungsvorschriften deutlich an Bedeutung verloren.

Abgestellt wird auf den Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Maßgeblich ist daher der Zeitpunkt, an dem erstmalig Strom zur Einspeisung in das Netz aufgrund der technischen Bereitschaft des Generators tatsächlich zur Abnahme angeboten wird. Eine Mitwirkung des Netzbetreibers ist nicht erforderlich, um willkürliche Verzögerungen ausschließen zu können.

Unerheblich für die Bestimmung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme ist, ob die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt an einen anderen Ort versetzt wird. Für die Dauer und Höhe des Vergütungsanspruchs ist auch nach einer Versetzung das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme maßgeblich. Für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme kommt es auch nicht auf den eingesetzten Energieträger an. Eine Inbetriebnahme liegt also auch dann vor, wenn der Generator mit konventionellen Energieträgern in Betrieb genommen wurde. Bei einer späteren Umstel-



lung des Generators auf Erneuerbare Energieträger ist daher die vorherige, erstmalige Inbetriebnahme maßgeblich. Wird z.B. ein Generator zunächst mit Erdgas betrieben und später auf Biogas umgestellt, ist Beginn des 20-jährigen Vergütungszeitraums nach § 21 Abs. 2 die erstmalige Inbetriebnahme mit Erdgas. Auch bei Einbau eines gebrauchten Generators in ein Blockheizkraftwerk ist auf die erstmalige Inbetriebnahme des Generators abzustellen und nicht auf die erneute Inbetriebnahme im Blockheizkraftwerk.

Bei Zwischenspeichern nach § 3 Nr. 1 Satz 2 ist für den Beginn der Vergütungsdauer auf die Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage im Sinne von § 3 Nr. 1 Satz 1 abzustellen. Dies ergibt sich unter systematischen Gesichtspunkten schon aus der Regelung des § 16 Abs. 2.

### **Zu Nummer 6**

Nummer 6 bestimmt, was unter dem Begriff Leistung zu verstehen ist. Maßgeblich ist die Wirkleistung der Anlage, die bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen erbracht werden kann. Ein bestimmungsgemäßer Betrieb liegt nur vor, wenn Lebensdauer und Sicherheit der Anlage nicht über das normale Maß hinaus beeinträchtigt werden. Die Leistung entspricht also der aufgrund der technischen Beschaffenheit möglichen maximalen Dauerleistung, die in der Regel mit der vom Hersteller des Generators bescheinigten Nennleistung des Generators identisch sein dürfte

Soweit es erforderlich ist, die Leistung einer Anlage zu bestimmen, kann dies – von der Bestimmung der Modulleistung bei Fotovoltaik abgesehen – aus Praktikabilitätsgründen regelmäßig an der Stelle erfolgen, an der die Messung der Arbeit erfolgt, d.h. im Regelfall am Verknüpfungspunkt mit dem Netz, um volkswirtschaftlich unsinnige Zwischenmessungen zu ersparen.

Der Begriff „ohne zeitliche Einschränkungen“ bezieht sich nicht auf das gegebenenfalls zeitlich beschränkte Angebot natürlicher Ressourcen, sondern ausschließlich auf die technischen Bedingungen der Anlage selbst. Schwankungen des vorhandenen Energieangebots sind daher unerheblich. Kurzfristige geringfügige Abweichungen über die Obergrenze hinaus sind ebenfalls unerheblich. Soweit die jeweilige Leistung einer Anlage sich nicht bereits aus einer Bescheinigung des Herstellers oder einem vergleichbaren sonstigen Nachweis ergibt und deshalb streitig ist, hat der Anlagenbetreiber sie gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar darzulegen.

Unberücksichtigt bei der Bestimmung der Leistung einer Anlage bleiben nur zur Reserve genutzte Anlagen. Reservenutzung ist dann anzunehmen, wenn Anlagenteile nicht für einen dauerhaften oder regelmäßigen Betrieb genutzt werden, sondern nur in technisch bedingten Momenten alternativ zu der unter normalen Umständen genutzten Stromerzeugungseinheit eingesetzt werden, etwa während Revisionsphasen.

### **Zu Nummer 7**

Der Begriff des Netzes in Nummer 7 knüpft an die Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes an, definiert aber einen davon unabhängigen Begriff für das EEG.

Zum Netz zählen unabhängig von der Spannungsebene alle Leitungen einschließlich der Anschlussleitungen, mittels der Kunden mit Strom versorgt werden, ohne die folglich eine allgemeine Stromversorgung nicht möglich wäre.

In Übereinstimmung mit der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs und der Regelung des Energiewirtschaftsgesetzes zählen solche Netze zu den Netzen für die allgemeine Versorgung, die unmittelbar der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen. Der Begriff des Netzes umfasst auch einzelne Netzbereiche.

### **Zu Nummer 8**

Der Begriff des Netzbetreibers in Nummer 8 wird in Anlehnung an § 3 Abs. 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes unter Bezugnahme auf den Betrieb von Netzen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes definiert. Dazu zählen auch Übertragungsnetzbetreiber, weil sie zumindest mittelbar Aufgaben der allgemeinen Versorgung wahrnehmen.

### **Zu Nummer 9**

In Nummer 9 wird der Begriff der Offshore-Anlage bestimmt als Windenergieanlage, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375 000<sup>\*)</sup> dargestellte Küstenlinie des deutschen Festlandes.

### **Zu Nummer 10**

Nummer 10 definiert den Begriff „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“. Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist danach Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), der in Anlagen im Sinne des § 5 KWKG erzeugt wird. § 3 Abs. 4 KWKG bestimmt als KWK-Strom das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage. Daraus ergibt sich, dass im Rahmen des EEG nur der Strom berücksichtigt werden kann, der tatsächlich in einem gekoppelten Prozess erzeugt wurde. Dabei ist insbesondere § 3 Abs. 6 KWKG zu beachten, der Anforderungen an die Wärmenutzung stellt. Wird der Strom hingegen in einem Prozess ohne Wärmeauskopplung erzeugt, wird er nicht von der Definition der Nummer 11 erfasst und demzufolge auch nicht im Rahmen des EEG mit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas gleichgestellt. Neben dem Erfordernis der Wärmeauskopplung muss es sich um Anlagen im Sinne des § 5 KWKG handeln.

---

<sup>\*)</sup> Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 20359 Hamburg.

## **Zu Nummer 11**

In Nummer 12 wird der Begriff des Übertragungsnetzbetreibers definiert als regelverantwortlicher Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen. Bei den Übertragungsnetzbetreibern handelt es sich zugleich um Netzbetreiber nach Nummer 8.

## **Zu Nummer 12**

Nummer 12 bestimmt den Begriff der Umweltgutachterin bzw. des Umweltgutachters als Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz für den Bereich Elektrizitätserzeugung als Umweltgutachter, Umweltgutachterin oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf.

## **Zu § 4 Gesetzliches Schuldverhältnis**

### **Absatz 1**

§ 4 regelt, dass Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Pflichten aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen dürfen. Die Vorschrift ist rein deklaratorisch und in § 12 Abs. 1 der bislang geltenden Fassung des EEG enthalten. Sie dient der Rechtssicherheit für alle Beteiligten und stellt klar, dass im Sinne eines gesetzlichen Schuldverhältnisses ein unmittelbarer Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss, Abnahme und ggf. Vergütung aus dem Gesetz selbst besteht. Der Abschluss eines Vertrages kann jedoch zur Regelung insbesondere von technischen Fragen der Einbindung einer Anlage in das Netz sinnvoll sein.

### **Absatz 2**

Nach Absatz 2 darf von den Bestimmungen des EEG nicht zu Lasten des Anlagen- oder Netzbetreibers abgewichen werden. Anlagenbetreibende haben aber weiterhin die Möglichkeit, vertraglich zu vereinbaren, dass der Netzanschluss vom Netzbetreiber vorgenommen wird.

## **Teil 2 Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung**

### **Abschnitt 1 Allgemeine Vorschriften**

## **Zu § 5 Anschluss**

§ 5 regelt die früher in § 4 Abs. 1 Satz 1 1. Halbsatz geregelte Anschlusspflicht sowie deren Voraussetzungen. Für die bislang mit der Anschlusspflicht gemeinsam geregelten Pflichten zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien wird mit § 8 eine eigene Norm geschaffen. Ziel der Aufteilung der Regelungen in mehrere Paragraphen ist vor allem die Schaffung eines anwenderfreundlichen Gesetzes mit übersichtlicheren Vorschriften.

Der Kreis der Anlagen, die angeschlossen werden müssen, wurde bereits bei der letzten Neuregelung im Jahr 2004 gemäß der Vorgaben der Richtlinie 2001/77/EG erweitert. Entscheidend für die Anschlusspflicht nach dieser Vorschrift ist demnach, dass der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinne des neuen § 3 Abs. 1 oder aus Grubengas stammt.

### **Absatz 1**

Absatz 1 statuiert die Pflicht, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas vorrangig anzuschließen. Der vorrangige Anschluss muss unverzüglich vorgenommen werden. Der Netzbetreiber muss also die Anlagen ohne schuldhaftes Zögern an sein Netz anschließen, andernfalls kann ein Schadensersatzanspruch nach § 280 BGB entstehen. Aus dem Merkmal „vorrangig“ ergibt sich dabei, dass sich ein Netzbetreiber nicht darauf berufen kann, dass ihm ein Anschluss von Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen, nicht möglich sei, weil andere als unter § 3 Nr. 1 fallende Anlagen zuerst angeschlossen werden. Grundsätzlich ist der Netzbetreiber nach wie vor verpflichtet die Anlage an dem Punkt an das Netz anzuschließen, der im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und in der Luftlinie die kürzeste Distanz zu der Anlage aufweist. Der wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt ist wie nach altem Recht zu bestimmen. Dafür ist in einem gesamtwirtschaftlichen Kostenvergleich durchzuführen, bei dem losgelöst von der Kostentragungspflicht die Gesamtkosten miteinander zu vergleichen sind, die bei den verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten für den Anschluss der betreffenden Anlagen sowie für den Netzausbau anfallen würden (so auch BGH 8. Zivilsenat, vom 18.07.2007, Az. VIII ZR 288/05).

Der Anspruch auf Anschluss der Anlage kann auch vor Errichtung der Anlage geltend gemacht werden. Dies ergibt sich aus dem Sinn der Regelung, den Anschluss sicherzustellen. Könnte der Anspruch erst nach Errichtung der Anlage geltend gemacht werden, würde sich ein deutliches Investitionshemmnis ergeben. Anlagenbetreibende könnten vor Errichtung der Anlage nicht feststellen, ob ihre Anlage an diesem Standort auch angeschlossen werden kann und sähen sich so einem Risiko gegenüber, das die Finanzierung des Projekts gefährden würde.

Für Kleinanlagen bis 30 kW installierter Leistung nach Satz 2, die sich auf einem Grundstück mit bestehendem Netzanschluss befinden, wird unwiderleglich vermutet, dass der Verknüpfungspunkt des Grundstückes mit dem Netz der günstigste ist.

Eine Ausnahme von der Pflicht zum Anschluss besteht bei einer Ungeeignetheit des Netzes hinsichtlich der Spannungsebene.

### **Absatz 2**

Absatz 2 erlaubt den Anlagenbetreiber, abweichend von Absatz 1 einen anderen Verknüpfungspunkt zu wählen. Einzige Einschränkung dieses Wahlrechts ist die Geeignetheit des Netzes mit Blick auf die Spannungsebene. Die Ausübung des Wahlrechts darf aber nicht rechtsmissbräuchlich sein.

### **Absatz 3**

Der Netzbetreiber kann der Anlage einen von den Absätzen 1 und 2 abweichenden Verknüpfungspunkt zuweisen. Dieser Verknüpfungspunkt muss für die Anlagenbetreibenden zumutbar sein, d.h. insbesondere technisch und genehmigungsrechtlich erreichbar sowie zu einer effizienteren Netzkonfiguration führen. Andernfalls wäre die Zuweisung des Verknüpfungs-

punkts rechtsmissbräuchlich. Die Abnahme des Stroms muss dabei sichergestellt sein. Daher darf der Netzbetreiber insbesondere keinen Verknüpfungspunkt zuweisen, an dem voraussichtlich Maßnahmen des Einspeisemanagements oder ähnliche Maßnahmen durchgeführt werden müssen.

#### **Absatz 4**

Die Anschlusspflicht besteht auch, wenn zunächst eine Maßnahme nach § 9 Abs. 1 nötig ist. Die §§ 9 bis 12 bleiben von der Regelung des Absatzes 4 unberührt.

#### **Absatz 5**

In Absatz 5 findet sich die Regelung des § 4 Abs. 4 EEG 2004 wieder. Da sowohl Netzbetreiber als auch Einspeisewillige aufwendige Planungen und Vermögensdispositionen treffen müssen, sind sie verpflichtet, die für diese Planungen erforderlichen Daten dem jeweils anderen offen zu legen.

Ein Einspeisungswilliger muss dazu nicht bereits Genehmigungsanträge zum Bau einer Anlage gestellt haben oder gar eine solche vorweisen können, da es bereits für die Anlagenplanung unverzichtbar ist, die erforderlichen Daten zu kennen. Erst mit dieser Kenntnis kann ein Anlagenbetreiber beispielsweise eine Entscheidung darüber treffen, ob eine Anpassung seines Vorhabens an die Netzkapazität erforderlich ist und die Planungen zu Ende führen. Dies gilt entsprechend bei mehreren Einspeisewilligen, die, insbesondere zum Zweck der Ermittlung volkswirtschaftlich günstiger Netzausbau- und Anbindungsmöglichkeiten, gemeinsam einen entsprechenden Antrag stellen.

Die Pflichten sind nur auf Antrag zu erfüllen. Die zu liefernden Daten müssen geeignet sein, eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Für die Bereitstellung der Daten darf kein Entgelt verlangt werden. Denn der notwendige Aufwand ist verhältnismäßig gering und gehört zu den vom Gesetzgeber den Netzbetreibern aufgrund ihrer durch die Netz-situation bedingten marktbeherrschenden Stellung im Energiesystem zugewiesenen Aufgaben. Zusätzlich besteht eine Acht-Wochen-Frist zur Offenlegung, um Streitigkeiten über die Dauer der Bearbeitung zu beseitigen und allen Beteiligten mehr Planungssicherheit zu geben.

Die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Daten umfassen auch die Daten über den geplanten Ausbau durch andere Anlagenbetreiber, da ein Anschluss weiterer Anlagen die zur Verfügung stehende Netzkapazität beeinflusst. Der Netzbetreiber muss deshalb dem Einspeisungswilligen auch die Informationen hinsichtlich der ihm bekannten Anlagenplanungen im Bereich seines Netzes weitergeben. Dabei sind die Datenschutzvorschriften zu beachten. Die Anlagenbetreiber sind jedoch nach Treu und Glauben gehalten, auch in die Weitergabe derjenigen Daten, die eine Individualisierung der potentiellen Anlagenbetreiber ermöglichen, einzuwilligen. Die Kenntnis anderer geplanter Projekte ermöglicht es den Einspeisewilligen untereinander und mit dem Netzbetreiber im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung den jeweiligen Anschluss zu koordinieren.

Der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber müssen jeweils die Kosten für die ihnen obliegenden Pflichten selbst tragen.

## Zu § 6 Anschlussvoraussetzungen

§ 6 sieht Ausnahmen von der Pflicht vor, Anlagen vorrangig an das Netz anzuschließen, wenn die Anlage bestimmte technische Voraussetzungen nicht erfüllt. Da es sich um eine Ausnahme von der Anschlusspflicht handelt, liegt die Beweislast für das Vorliegen der Bedingungen beim Netzbetreiber. Das Recht auf Anschluss nach allgemeinen Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts bleibt unberührt.

Ausnahmen bestehen in den Fällen der Nummern 1 und 2. Die in den Nummern 1 und 2 niedergelegten Anforderungen bestehen im Interesse einer optimierten Netzintegration dauerhaft, d.h. die Anlage muss die geforderten technischen Eigenschaften nicht nur beim Anschluss, sondern während der gesamten Zeit aufweisen, in der sie an das Netz angeschlossen bleibt. Erfüllt die Anlage die Voraussetzungen zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr, kann der Netzbetreiber die Anlage wieder vom Netz trennen, es sei denn, es handelt sich nur um eine kurzzeitige Nichterfüllung der Bedingungen, etwa wegen technischer Störungen oder Wartungsarbeiten. Unter Nummer 1 werden technische Anforderungen an Anlagen mit einer Leistung ab der im Gesetz genannten Leistungsgrenze definiert. Für die Regelung in Nummer 1 Buchstabe a) wird die Einschränkung für Anlagen, die über der Leistungsgrenze liegen, erstmals eingeführt. Die Vorgängerregelung (§ 4 Abs. 3 Satz 1 alte Fassung) sah eine solche Begrenzung nicht vor, war im Übrigen aber inhaltlich übereinstimmend.

Aus § 5 ergibt sich, dass Netzbetreiber den Anschluss von Anlagen nicht mit dem Verweis auf eine mögliche zeitliche Netzauslastungen verweigern darf. Diese treten tatsächlich nur selten auf, etwa bei dem Zusammentreffen sehr hoher Einspeisung bei Starkwind und gleichzeitigem niedrigen Verbrauch. In dem weit größeren sonstigen Zeitraum ist der Netzbetreiber zur Aufnahme des Stroms problemlos in der Lage. Daher ist er auch bei möglichen temporär auftretenden Netzengpässen verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas immer anzuschließen und den Strom abzunehmen, soweit das Netz nicht ausgelastet ist. Bei voller Auslastung des Netzes hat der Netzbetreiber ausnahmsweise unter den in diesem Gesetz geregelten Voraussetzungen die Möglichkeit, Einspeisemanagement anzuwenden. Dadurch wird die Sicherheit und Funktionsfähigkeit des Netzes nicht berührt. Die Anlagen müssen daher technisch so ausgestattet sein, dass die Einspeisung im erforderlichen Umfang geregelt werden kann. Alternativ kann die Regelung auch durch den Anlagenbetreiber erfolgen, soweit er sicherstellen kann, dass dies nicht zu einer zeitlichen Verzögerung führt. Weitergehende Rechte zum Eingriff in die Anlage stehen dem Netzbetreiber nicht zu. Die Regelung geht davon aus, dass allein durch Anlagen unter der Leistungsgrenze eine Überlastung des Netzes grundsätzlich nicht erreicht werden kann oder - soweit dies doch der Fall ist - der Netzausbau kurzfristig zu bewerkstelligen ist.

Nummer 1 Buchstabe b) stellt eine Weiterentwicklung des vormaligen § 5 Abs. 1 Satz 2 dar. Die Einschränkung wird auf Anlagen über der gesetzlich genannten Leistungsgrenze ausgedehnt. Unter „Ist-Einspeisung“ sind online zur Verfügung gestellte Daten über die tatsächliche Einspeisung zu verstehen. Dabei ist in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis eine viertelstundenscharfe Ablesung ausreichend. Sowohl auf die Daten nach Nummer 1 Buchstabe a) als auch auf die Daten nach Nummer 2 Buchstabe b) muss der Netzbetreiber freien Zugriff haben. Damit liegt die Kostentragungspflicht für die Übermittlung – anders als unter dem EEG 2004 – bei dem Anlagenbetreiber. Da dem Anlagenbetreiber nach § 13 Abs. 1 das Messrecht zusteht, kann der Netzbetreiber ein bestimmtes Datenformat oder eine bestimmte Art der Übermittlung nicht verlangen. Der Anlagenbetreiber hat ein übliches Verfahren zu verwenden.

Die Daten dürfen nach allgemeinen datenschutzrechtlichen Bestimmungen nicht an Dritte weiter gegeben werden.

Nummer 2 sieht vor, dass Windenergieanlagen neben den technischen Anforderungen nach Nummer 1 weitere Anforderungen gemäß einer noch zu erlassenden Verordnung erfüllen müssen. Die Anforderungen im Einzelnen werden sich aus der Verordnung ergeben und können sowohl von jeder Windenergieanlage einzeln als auch von Anlagengruppen erfüllt werden. Windenergieanlagen, die nicht die Anforderungen erfüllen, haben keinen Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss nach dem Gesetz. Die übrigen Ansprüche, insbesondere zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des erzeugten Stroms, bleiben hiervon unberührt. Solange eine Verordnung noch nicht erlassen wurde, müssen Windenergieanlagen trotzdem angeschlossen werden. Nummer 2 entfaltet erst seine Wirkung, wenn eine Verordnung erlassen wurde.

## **Zu § 7 Ausführung und Nutzung des Anschlusses**

### **Absatz 1**

Die Regelung entspricht weitgehend der Regelung des § 13 Abs. 1 Satz 4 des EEG 2004. Es wird lediglich eingefügt, dass auch die Durchführung der Messung selbst zu den Rechten der Anlagenbetreibenden zählt. Dies erfolgt ausschließlich zur Klarstellung der Rechtslage, die auch schon nach dem alten EEG bestand. Danach wird abweichend von der Regelung im EnWG das Messwesen auf Wunsch der Anlagenbetreibenden für dritte Personen geöffnet und gleichzeitig der Netzbetreiber zur Duldung des Tätigwerdens der Dritten verpflichtet.

Absatz 1 gibt den Anlagenbetreibenden ein Wahlrecht: Sie können die Errichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen lassen. Diese Vorschrift dient der Begrenzung der Kosten und ist aufgrund der Pflicht der Anlagenbetreibenden, für die Messkosten aufzukommen, auch interessengerecht. Es soll vermieden werden, dass getrennte Messeinrichtungen für die bezogene und gelieferte elektrische Arbeit eingerichtet werden, wodurch gesamtwirtschaftlich und in der Sache unnötige Kosten verursacht würden. Die Verlässlichkeit der Messung wird durch das Wahlrecht nicht beeinträchtigt, da die Messung von einer fachkundigen Person vorgenommen werden muss und Messeinrichtungen zur Erfassung der Arbeit nach dem Eichrecht eichpflichtig sind.

Die Tatsache, dass die Einrichtung und der Betrieb der Messeinrichtungen in die Zuständigkeit der Anlagenbetreibenden fallen, bedeutet nicht notwendigerweise, dass diese exklusiv die Messwerte auslesen und an die übrigen Beteiligten weitergeben. Insbesondere bei fernablesbaren Zählern sollte es jedem Beteiligten (Anlagenbetreibende, Netzbetreiber und ggf. Lieferanten von Bezugsstrom) möglich sein, die für ihn oder sie bestimmten Daten aus der Messeinrichtung selbst abrufen zu können oder sich automatisch von dort übermitteln zu lassen.

### **Absatz 2**

Absatz 2 gibt den § 13 Abs. 1 Satz 3 des EEG 2004 wieder. Er legt fest, dass die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen müssen, der selbst wiederum auf die allgemein anerkannten Regeln der Technik verweist. Diese Regelung gilt nur vorbehaltlich speziellerer Rege-

lungen in diesem Gesetz, die weiterhin Regelungen des EnWG verdrängen. Insbesondere ist die Vorschrift des § 6 kumulativ anzuwenden.

### **Absatz 3**

Nach Absatz 3 gilt bei der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas zugunsten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers § 18 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung entsprechend.

## **Zu § 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung**

§ 8 regelt die Pflicht zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sowie die Möglichkeit zur Abweichung durch vertragliche Vereinbarung.

### **Absatz 1**

Die Pflicht, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen wird in Absatz 1 festgeschrieben.

Aus dem Merkmal „vorrangig“ ergibt sich dabei, dass sich ein Netzbetreiber nicht darauf berufen kann, dass ihm die Abnahme bzw. die Übertragung des Stroms aus Erneuerbaren Energien nicht möglich sei, weil andere als unter § 3 Nr. 1 fallende Anlagen zuerst angeschlossen werden oder Strom aus diesen zuerst abgenommen oder übertragen werden müsste. Der Netzbetreiber kann daher grundsätzlich die Abnahme und Übertragung auch nicht unter Berufung auf eine Auslastung des Netzes durch anderweitig eingespeisten konventionell erzeugten Strom verweigern.

Der Vorrang Erneuerbarer Energien vor konventionellen Energien erstreckt sich damit – unbeschadet der Sicherheit und der Versorgungsfunktion des Netzes – auf sämtliche Schritte vom Anschluss über die Abnahme und Übertragung bis zur vom Begriff der Übertragung umfassten Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und genügt so in vollem Umfang den Anforderungen der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

Für den Fall des Zusammentreffens von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung enthält das Gesetz in der Vorschrift zum Einspeisemanagement erstmals eine Kollisionsregel.

### **Absatz 2**

Die Regel entspricht § 4 Abs. 5 der alten Fassung dieses Gesetzes. Er ergänzt die Verpflichtungen der Netzbetreiber für den Fall, dass die Anlage selbst nicht unmittelbar an ein Netz für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, sondern an ein Arealnetz angeschlossen wird. Eine Verpflichtung für den Arealnetzbetreiber ist hiermit nicht verbunden.

In der Vergangenheit haben sich einzelne Netzbetreiber geweigert, den erzeugten und in ein Arealnetz eingespeisten Strom aus Erneuerbaren Energien von dem aufnehmenden Arealnetzbetreiber abzunehmen und zu vergüten. Der Gesetzgeber hatte ausweislich der Begründung zu § 10 Abs. 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes vom 31. März 2000 (BGBl. I 305) diesen



Fall bereits als mit umfasst betrachtet. Um derartige Streitfälle für die Zukunft auszuschließen, ist bei der letzten Neuregelung diese ausdrückliche Regelung notwendig geworden. Denn der Anschluss einer Anlage an ein bestehendes Arealnetz kann dazu beitragen, volkswirtschaftlich unnötige Kosten zu vermeiden und liegt somit im Interesse der Allgemeinheit.

Bei dem Anschluss der Anlage sind die anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Für die Ermittlung des eingespeisten Stroms aus der Anlage ist in aller Regel – soweit nicht § 6 Nr. 1 Buchstabe b eingreift – eine Messung der eingespeisten elektrischen Arbeit ausreichend. Die Messung der angebotenen Energiemenge kann vor oder an dem Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz des Anlagenbetreibers oder des Dritten erfolgen. Ist eine Leistungserfassung zwingend erforderlich, sollte die Abrechnung grundsätzlich auf der Basis von Schätzungen oder von Norm-Lieferprofilen erfolgen, um volkswirtschaftlich unnötigen Aufwand insbesondere bei kleineren Fotovoltaikanlagen zu begrenzen. Der Händler bzw. Lieferant des Arealnetzes muss unterrichtet werden, damit sowohl die Bezugs- als auch die Einspeisewerte rechnerisch ermittelt werden können. Eine physikalische Durchleitung ist nicht erforderlich. Vielmehr reicht wie auch sonst eine bilanztechnische Erfassung aus. Die Umstellung des bisherigen Begriffs der „kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung“ auf „kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ ist mit keiner inhaltlichen Änderung verbunden, sondern allein sprachlicher Natur. Der Begriff der Weitergabe wird synonym mit den Begriffen „Durchleitung“, „Weiterleitung“ und „Verteilung“ verwendet.

Bei der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung wird die erzeugte Strommenge abzüglich möglicher Umspannverluste und abzüglich der vom Netzbetreiber aus diesen Anlagen abgenommenen Strommengen auf die messtechnisch erfasste Strommenge aufgeschlagen, die in das Netz des oder der Anlagenbetreibenden oder der dritten Person geliefert worden ist. Entsprechendes gilt für die von der Anlage erzeugte und die in dieses Netz gelieferte Leistung.

Von dem Anschluss an ein Arealnetz tatbestandlich zu unterscheiden, aber in der Rechtsfolge vergleichbar, ist die Nutzung eines gemeinsamen Umspannwerks z. B. für größere Windparks, das von einer Betreibergesellschaft betrieben wird. In diesem Fall ist ebenfalls der Netzbetreiber Verpflichteter im Sinne der §§ 5 und 7.

### **Absatz 3**

Die Abnahme- und Übertragungspflicht kann vertraglich ausgeschlossen werden, soweit dies einer besseren Integration der Anlage in das Netz dient. Das Verbot des § 4, die Erfüllung von sich aus dem EEG ergebenden Pflichten von einem Vertragsschluss abhängig zu machen, bleibt von der Regelung des § 7 Abs. 3 unberührt.

Von der Verpflichtung zum Anschluss einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien an das Netz wird hierdurch keine Ausnahme zugelassen, da nur eine bereits angeschlossene Anlage besser in das Netz integriert werden kann. Deshalb kann auch eine Regelung, deren primärer Zweck es ist, die einzuspeisende Menge aus sonstigen Gründen zu verringern, nicht mit dieser Vorschrift gerechtfertigt werden.

Die Vorschrift ist ausdrücklich nur als Angebot an die Beteiligten ausgestaltet. Mit ihr wird den Beteiligten die sinnvolle Möglichkeit eröffnet, im Sinne eines gegenseitigen Gebens und Nehmens Vereinbarungen zu treffen, die für beide Seiten und letztlich für den Stromkunden vorteilhaft sind. Durch den partiellen Verzicht des Anlagenbetreibers auf seine Rechte, z.B. zu bestimmten Zeiten einzuspeisen, kann der Netzbetreiber unter Umständen Kosten – etwa für notwendige Ausgleichsenergie – sparen. So ist es durchaus sinnvoll, wenn Betreiber von Anlagen aus den verschiedenen Sparten der Erneuerbaren Energien oder auch zusammen mit

sonstigen Anlagenbetreibern ein Erzeugungsmanagement mit dem Ziel vereinbaren, eine kontinuierliche Einspeisung zu ermöglichen. Eine solche Vereinbarung kann den Netzbetreiber in die Lage versetzen, Kosten einzusparen und dem Anlagenbetreiber für seinen Verzicht auf eine weitergehende Einspeisung einen finanziellen Ausgleich zu zahlen, so dass dieser in der Summe nicht schlechter steht, als bei einer unbeschränkten Ausübung seiner Rechte. Letztendlich können so die Gesamtkosten für die Stromerzeugung und -verteilung gesenkt werden, so dass die Verbraucher von niedrigeren Preisen profitieren können.

Die Regelung gilt unbeschadet der Regelung zum Einspeisemanagement. Maßnahmen des Einspeisemanagement können dem Anlagenbetreiber auch gegen seinen Willen auferlegt werden, dann allerdings nur gegen Entschädigung.

#### **Absatz 4**

Absatz 4 gibt den früheren § 4 Abs. 6 wieder. Die geänderte Formulierung dient nur der Anwenderfreundlichkeit und soll keine inhaltliche Änderung darstellen. Nummer 3 dient der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG und soll die Vorrangregelung für sämtliche Netze umsetzen. Verteilnetzbetreiber ist der Betreiber von dem Übertragungsnetz nachgelagerten Netzen mit in der Regel niedriger oder mittlerer Spannung, die nicht notwendig nur der Verteilung an nachgelagerte Netze oder Verbraucher, sondern auch der Durchleitung bzw. Weitergabe an höhergelegene Netze dienen. Auf die Regelung des § 8 Abs. 3 Nr. 2 wird in der Vorschrift über die Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der bundesweiten Ausgleichsregelung verwiesen.

## **Abschnitt 2 Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement**

In den §§ 9 bis 12 werden Fragen der Erweiterung der Netzkapazität und des Einspeisemanagements geregelt. Um eine bessere Verständlichkeit dieses Regelungskomplexes zu erreichen sowie teilweise bestehende Auslegungsschwierigkeiten abzubauen, werden die bisherigen Normen unterteilt, systematisch zusammengefasst und konkretisiert.

### **Zu § 9 Erweiterung der Netzkapazität**

§ 9 enthält in Absatz 1 grundsätzlich den Regelungsinhalt des bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 2 sowie in Absatz 2 den bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 4. Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 2, Halbsatz 2. Absatz 4 regelt das Verhältnis zu den Pflichten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und dem Energiewirtschaftsgesetz.

#### **Absatz 1**

Absatz 1 enthält grundsätzlich die bisher in § 4 Abs. 2 Satz 2 enthaltene Verpflichtung der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Ausbau der Erweiterung der Netzkapazität. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Kapazität des Netzes zu erweitern, d.h. neue Transportkapazitäten durch die Optimierung und die Verstärkung des bestehenden Netzes sowie durch den Austausch, die Anpassung und die Erweiterung von Komponenten und den Ausbau des Netzes bereit zu stellen. Netzoptimierung und Verstärkung stellen ein Minus gegenüber dem Netz-

ausbau dar. Klagt ein Einspeisewilliger auf Netzausbau, ist deshalb hiervon das Begehren auf Netzverstärkung und -optimierung schon umfasst. Dabei soll an die Verpflichtungen nach dem Energiewirtschaftsrecht angeknüpft werden, soweit solche bestehen.

Insbesondere ist zu prüfen, welche Optimierungsmaßnahmen kurz- und mittelfristig Anwendung finden können (z.B. Temperaturleiter-Monitoring oder Hochtemperatur-Leiteseile). Der parallel hierzu erforderliche Netzausbau muss möglichst über das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz hinaus weiter beschleunigt werden.

Ein Netzausbau liegt in Abgrenzung zu einer Maßnahme zum Anschluss einer Anlage jedenfalls immer dann vor, wenn es sich um eine netzinterne Maßnahme handelt. Eine solche netzinterne Maßnahme stellt zum Beispiel ein Leitungsneubau dar, wenn die Anlage nicht direkt an die Leitung angeschlossen wird. Für diesen Fall hat der BGH entschieden, dass auch der Neubau einer Leitung keine Maßnahme des Netzanschlusses, sondern des Netzausbaus ist (BGH 8. Zivilsenat, 18.07.2007, Az. VIII ZR 288/05).

Die Vorschrift des § 4 Abs. 3 S. 3 EEG 2004 ist entfallen. Damit soll der Zeitpunkt der Ausbaupflicht vorverlagert werden. Zukünftig soll bei genehmigungspflichtigen Anlagen auch schon vor Erteilung der Genehmigung ein Ausbaanspruch bestehen. Insgesamt richtet sich die Ausbaupflicht zukünftig danach, ob ein solcher bereits zumutbar ist. Davon ist auszugehen, wenn die Planung nicht mehr unverbindlich ist, sondern bereits konkretisiert wurde, z.B. Aufträge für Detailplanungen vergeben oder Verträge zur Herstellung unterzeichnet wurden.

## **Absatz 2**

Absatz 2 entspricht dem bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 4. Durch diese Regelung wird die Abgrenzung zwischen der Erweiterung der Netzkapazität, insbesondere dem Netzausbau und dem Netzanschluss erleichtert.

Für die Abgrenzung stehen zwei Kriterien zur Verfügung: Die Erweiterung der Netzkapazität erstreckt sich auch auf die im Rahmen eines Anlagenanschlusses neu geschaffenen technischen Einrichtungen, die für den Betrieb des Netzes notwendig sind, sowie alle Bestandteile der Anschlussanlage, die im Eigentum des Netzbetreibers stehen oder in sein Eigentum übergehen. Der Begriff der technischen Einrichtung ist dabei weit zu verstehen und umfasst z.B. auch ein ggf. notwendiges Schaltgebäude.

Eine technische Einrichtung ist dann für den Betrieb eines Netzes notwendig, wenn sie für die Funktionsfähigkeit des Netzes – vor oder nach der Ausführung des Anschlusses – unentbehrlich wird. Dies ist zumindest immer dann der Fall, wenn der störungsfreie Betrieb des Netzes nach dem Anschluss der Anlage von der Funktionsfähigkeit des neu eingefügten Bestandteils abhängt und ohne dieses nicht mehr gewährleistet oder der störungsfreie Betrieb bei Entfernung der neuen Komponenten nur durch eine technische Veränderung des Netzes wiederhergestellt werden könnte.

Die Abgrenzung anhand der Eigentumsverhältnisse an den Bestandteilen der Anschlussanlage soll sicherstellen, dass keine unnötigen Kosten verursacht und klare Zuständigkeiten hergestellt werden. In diesem Bereich traten in der Vergangenheit Probleme auf, da Netzbetreiber teilweise das Eigentum an Anschlussanlagen beansprucht haben, die Kosten für deren Herstellung aber von den Anlagenbetreibern zu tragen waren. Diese Aufspaltung von finanziellem Aufwand und Vermögenszuwachs soll durch die neue Regelung verhindert werden. Die Vorschrift knüpft dabei nicht nur an das bereits bestehende Eigentum an, sondern stellt klar, dass auch die erst noch zu schaffenden Anlagenteile dann als Netzbestandteile zu betrachten

sind, wenn die Netzbetreiber das Eigentum daran erlangen. Dabei ist es gleichgültig, ob dieser Eigentumserwerb gesetzlich oder vertraglich erfolgt.

Neben dieser Klarstellung besteht insoweit kein zusätzlicher Änderungsbedarf. Die bisher gelegentlich aufgetretenen Streitfragen sind in Literatur und Rechtsprechung hinreichend geklärt.

### **Absatz 3**

Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 4 Abs. 2 Satz 2. Netzbetreiber sind danach - unverändert zur bisherigen Rechtslage - nur dann zum Netzausbau oder anderen Maßnahmen verpflichtet, soweit dieser wirtschaftlich zumutbar ist. Allerdings wurde die Beweislast für die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus umgekehrt, so dass zukünftig der Netzbetreibende die Unzumutbarkeit des Netzausbaus darlegen und beweisen muss. Daneben wird die Grenze der wirtschaftlichen Zumutbarkeit auch auf Maßnahmen der Netzoptimierung und der Netzverstärkung ausgeweitet.

Die Regelung schreibt im Übrigen die bestehende Rechtslage, die bereits mehrfach höchst-richterlich geklärt wurde, ohne Änderungen fort.

### **Absatz 4**

In Absatz 3 wird klargestellt, dass die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 6 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sowie nach § 12 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes von der Pflicht nach Absatz 1 unberührt bleiben.

## **Zu § 10 Schadensersatz**

### **Absatz 1**

Die Vorschrift normiert einen Schadensersatzanspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, wenn dieser seinen Verpflichtungen zur Erweiterung der Netzkapazität nicht nachkommt. Nach Satz 2 muss der Netzbetreiber darlegen, dass die Maßnahmen, zu denen er verpflichtet ist, unverzüglich ergriffen hat oder die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat. Satz 3 stellt klar, dass weitere Schadensersatzansprüche, z.B. nach Bürgerlichem Recht, daneben bestehen bleiben. Der Schaden kann jedoch in jedem Fall nur einmal geltend gemacht werden.

Ansprüche auf Schadenersatz, die sich aus anderen Rechtsgrundlagen ergeben, bleiben von dieser Vorschrift unberührt.

### **Absatz 2**

Die Regelung sieht einen Auskunftsanspruch der Anlagenbetreiber vor. Die Vorschrift dient einerseits der Sicherung des Schadenersatzanspruches, andererseits - wie sich aus der Vorschrift selbst ergibt - in erster Linie aber, um zu erkennen, ob der Anspruch aus § 9 besteht. Insofern können alle nach § 9 Anspruchsberechtigten auch den Anspruch aus § 10 Abs. 2 geltend machen.

## **Zu § 11 Einspeisemanagement**

In Zeiten mit einer hohen Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung auch in Kombination mit Zeiten, in denen starke nationale und internationale Handelsaktivitäten stattfinden, treten in einzelnen Regionen Deutschlands zunehmend Netzengpässe auf. Die Gründe hierfür liegen auch in der veränderten Erzeugungs- und Handelsstruktur, der fehlenden Netzsystemoptimierung sowie im sich verzögernden Netzausbau im Verteil- und Übertragungsnetz. Vor diesem Hintergrund wurde in der Neufassung des EEG 2004 in § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG das so genannte „Erzeugungsmanagement“ eingeführt. Die praktische Umsetzung dieser Regelung führte zu einem in steigendem Maße wirtschaftlich kritischen Abregeln von Windenergieanlagen. Daher soll das Erzeugungsmanagement durch ein „Einspeisemanagement“ abgelöst werden, welches stärker darauf zielt, dass die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung in Zeiten, in denen dieser Strom angeboten werden kann, auch tatsächlich stattfinden kann.

Bislang wenden Netzbetreiber in Engpasssituationen das Erzeugungsmanagement an, indem sie die an ihr Netz angeschlossenen Erneuerbare-Energien-Anlagen, zurzeit noch vornehmlich Windenergieanlagen in Regionen mit einem hohen Anteil an Windstrom, ganz oder teilweise vom Netz nehmen. Die Anwendung des Erzeugungsmanagements kann bei gleich bleibender Rechtslage kurz- und mittelfristig auch Netzregionen in Süddeutschland betreffen, die durch den zunehmenden Ausbau der Nutzung der Biomasse und der Photovoltaik geprägt sind. Es ist darüber hinaus nicht auszuschließen, dass auch bestehenden KWK-Anlagen zukünftig in Engpasssituationen bei Anwendung des Erzeugungsmanagements eine Drosselung bzw. Abschaltung droht. Wegen des stetig steigenden Einsatzes des Erzeugungsmanagements und der damit verbundenen Einnahmeverluste wird die Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich erschwert, da bisher die Häufigkeit der Anwendung des Erzeugungsmanagements nicht oder nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden kann. Dies stellt ein wesentliches Investitionshemmnis für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien dar und gefährdet die Ausbauziele und damit auch die Klimaschutzziele des Bundes.

Ziel der gesetzlichen Regelung ist es daher, einen möglichst hohen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit in das Verbundnetz zu integrieren und dabei den gesetzlich vorgeschriebenen, unverzüglichen Netzausbau nicht zu beeinträchtigen. Die bisherige Regelung in § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG 2004 wird daher optimiert. Mit einer weiteren Ausgestaltung der Regelungen zum Einspeisemanagement wird eine Erhöhung der Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber von Erneuerbare-Energien-, Grubengas- und bestehenden KWK-Anlagen sowie für Netzbetreiber erreicht.

§ 11 stellt eine Ausnahme von der Verpflichtung der Netzbetreiber zur vorrangigen Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas dar. Bei Anwendung des Einspeisemanagements muss der angebotene Strom nicht bzw. nicht vollständig abgenommen werden. Die Regelung des § 11 beschreibt die Voraussetzungen, unter denen Netzbetreiber ausnahmsweise zur Regelung von Anlagen berechtigt sind.

### **Absatz 1**

Nach Absatz 1 ist der Netzbetreiber ausnahmsweise zur Regelung von Anlagen mit einer Leistung über der Bagatellgrenze zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung berechtigt. Alle wirtschaftlich zumutbaren Netzoptimie-

runzungsmöglichkeiten nach Stand der Technik müssen ausgeschöpft worden sein. Von diesem Recht zur Anwendung von Einspeisemanagement bleiben Verpflichtungen des Netzbetreibers, die Netzkapazität zur Erfüllung des Anspruchs der Einspeisewilligen nach § 9 unverzüglich zu erweitern, unberührt. Dabei ist der unter Berücksichtigung der internationalen und europäischen Erfahrungen fortgeschriebene Stand der Technik zu berücksichtigen.

Mit der Bagatellgrenze werden kleine Anlagen, die in der Regel von Privatpersonen betrieben werden, von den Regelungen zum Einspeisemanagement ausgenommen, um sie nicht übermäßig zu belasten. Der Netzbetreiber darf die genannten Anlagen regeln, soweit andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überschritten würde, die Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung sichergestellt wird und die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen wurden.

Nach einer Übergangszeit dürfte der Fall des Überschreitens der Netzkapazität praktisch nicht mehr vorkommen, da die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Kapazitätserweiterung nach §9 gerade derartige Engpässe verhindern soll. Wird dennoch die Netzkapazität überschritten, deutet dies darauf hin, dass der jeweilige Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Kapazitätserweiterung nicht oder nicht vollständig nachgekommen ist.

Nach § 6 werden Anlagenbetreiber verpflichtet, Anlagen mit einer Leistung über der Bagatellgrenze mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung sowie zur Abrufung der jeweils aktuellen Ist-Einspeisung auszustatten und den Netzbetreiber zum Zugriff auf diese Einrichtungen zu berechtigen. Auf diese Weise kann der Netzbetreiber einerseits die vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagen ferngesteuert regeln und andererseits – soweit technisch verfügbar - die Ist-Einspeisung der betroffenen Netzregion abrufen.

Die Sicherstellung der maximal möglichen Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt durch eine rechnergestützte Optimierung (Sensitivitätsanalyse). Hierzu darf der Netzbetreiber die Wechselwirkung zwischen einer Einspeisungsänderung an einem Netzknoten und dem Leistungsfluss über ein Netzbetriebsmittel vereinfacht als einen linearen Zusammenhang, den so genannten Sensitivitätsfaktor, beschreiben. Für das gesamte Netz ergibt sich somit eine Sensitivitätsmatrix, die den Zusammenhang abbildet, wie stark die an einem bestimmten Netzknoten eingespeiste Leistung die Leistungsflüsse über die verschiedenen Netzleitungen beeinflusst. Damit kann der Netzbetreiber ermitteln, welche Anlage in ihrer Einspeiseleistung beschränkt werden muss, um einen bestehenden Netzengpass zu beheben. Durch einen Optimierungsalgorithmus, der die bestehenden Netzengpässe und die insgesamt durch das Einspeisemanagement verhinderte Einspeiseleistung aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung in dem betroffenen Netzbereich als Zielfunktion enthält, kann nachweislich ermittelt werden, welche Anlagen in welcher Höhe ihre Leistung reduzieren müssen.

Im Ergebnis sollen zuerst diejenigen Erzeugungseinheiten herangezogen werden, die den stärksten Effekt auf die Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit erwarten lassen. Ziel des technisch optimalen Einspeisemanagements ist die Sicherstellung der Netzsicherheit zu den betriebs- und volkswirtschaftlich geringsten Kosten und gleichzeitig größtmöglicher Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen.

Auch die Regelung im Rahmen des Einspeisemanagements darf nur in einer kurzen Übergangszeit bis zur Schaffung neuer Einspeisekapazitäten durch Optimierung, Verstärkung des bestehenden Netzes und Netzausbau erfolgen.

## **Absatz 2**

Absatz 2 stellt deklaratorisch fest, dass der Netzbetreiber gegenüber Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung auch netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ergreifen kann, soweit der Einsatz des Einspeisemanagements nicht ausreichend ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Der so geregelte Vorrang der Maßnahmen des Einspeisemanagements gegenüber Maßnahmen nach dem EnWG tritt nur ein, wenn Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas geregelt werden müssen. Solange die Netzbetreiber ihrer Pflicht zur Sicherstellung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze durch Maßnahmen gerecht werden können, die anderen Anlagen betreffen, sind ausschließlich Maßnahmen nach dem Energiewirtschaftsgesetz anzuwenden. Unberührt bleibt auch das Recht der Netzbetreiber, vertragliche Vereinbarungen zur besseren Netzintegration von Anlagen zu treffen, wie sich aus § 4 Abs. 2 und § 8 Abs. 3 ergibt. Allerdings darf eine solche Vereinbarung, wie aus § 8 Abs. 3 folgt, nicht zur Umgehung der Entschädigungspflicht nach § 12 führen. Über § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG gilt dies auch für Betreiber von Verteilnetzen. Dabei ist zwischen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG und § 13 Abs. 2 EnWG zu unterscheiden. Nur der subsidiäre § 13 Abs. 2 EnWG lässt Ausnahmen vom Vorrang Erneuerbarer Energien zu.

## **Absatz 3**

Absatz 3 regelt Nachweis- und Informationspflichten im Falle der Anwendung des Einspeisemanagements. Auf Anfrage der vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagenbetreiber muss der Netzbetreiber binnen vier Wochen die Erforderlichkeit des Einspeisemanagements durch geeignete Unterlagen nachweisen. Zu diesen Unterlagen zählen auch die Protokolle über die Ist-Einspeisung in der Netzregion. Die vorzulegenden Nachweise müssen nach Satz 2 vollständig und nachvollziehbar sein.

## **Zu § 12 Härtefallregelung**

§ 12 schafft eine Entschädigungsregelung für Anlagenbetreibende, die vom Einspeisemanagement besonders betroffen sind. Hiermit sollen die Finanzierbarkeit neuer Projekte und ein effizienter Einsatz des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber gewährleistet werden. Vorbild der Regelung ist die Vorschrift des § 4 Abs. 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

## **Absatz 1**

Absatz 1 normiert einen gesetzlichen Anspruch auf eine vertragliche Entschädigungsregelung für Anlagenbetreibende im Falle des Einspeisemanagements. Voraussetzung ist, dass den Anlagenbetreibenden ein finanzieller Nachteil entstanden ist. Aufgrund der Regelung der Anlagen muss der jeweilige Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber weniger Strom eingespeist oder Wärme abgesetzt haben, als ohne diese Maßnahmen möglich gewesen wäre.

Es ist nicht zulässig, Maßnahmen nach den subsidiären §§ 13 und 14 EnWG zu ergreifen, um der Entschädigungspflicht zu entgehen. Dieses Vorgehen wäre rechtsmissbräuchlich und riefte einen Schadenersatzanspruch hervor.

Die Höhe der Entschädigung ist dabei im Regelfall durch Vereinbarung von Netz- und Anlagenbetreibern zu ermitteln. Scheitert eine Preisvereinbarung, gilt die übliche Entschädigung als vereinbart. Für die Ermittlung der üblichen Entschädigung ist die Höhe der im Abrechnungsjahr entstandenen reduzierten Stromeinspeisung bzw. Wärmeveräußerung zugrunde zu legen. Dabei sind für die Höhe des Vergütungsausfalls die Vergütungen des EEG maßgeblich. Im Falle der Eigenvermarktung ist das der Preis, den die Anlagenbetreiber nachweislich erhalten hätten. Die entgangenen Wärmeerlöse sind entsprechend der Wärmelieferverträge zu ermitteln. Dabei sind auch gegebenenfalls fällige Vertragsstrafen zu berücksichtigen. Ersparte Aufwendungen sind in Abzug zu bringen.

## **Absatz 2**

Nach Absatz 2 kann der Netzbetreiber die gezahlten Entschädigungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit er die Regelung der Anlagen bzw. Durchführung von netz- oder marktbezogenen Maßnahmen nicht zu vertreten hat. Nach Satz 2 hat der Netzbetreiber Maßnahmen insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Optimierungsmöglichkeiten ausgeschöpft hat. Damit wird der Einsatz des Einspeisemanagements an die vorherige Ausschöpfung aller zumutbaren technischen und betrieblichen Optimierungsmöglichkeiten geknüpft.

## **Absatz 3**

Nach Absatz 3 bleiben Schadensersatzansprüche des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber aus sonstigem Recht unberührt.

## **Abschnitt 3 Kosten**

### **Zu § 13 Netzanschluss**

§ 13 regelt, wer die Kosten für den Netzanschluss zu tragen hat. Absatz 1 gibt den Wortlaut von § 13 Abs. 1 Satz 1 der alten Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wieder, während Absatz 2 dem § 13 Abs. 1 Satz 2, 2. Halbsatz EEG 2004 entspricht.

Das zugrunde gelegte System der sog. „flachen“ Anschlusskosten sendet im Gegensatz zu anderen möglichen Anschlusskosten-Regimen die besten ökonomischen Signale zur Netzintegration dezentraler Anlagen. Die Kostenregelung sorgt dafür, dass die Kosten für Anlagenbetreiber möglichst niedrig sind, die Marktzutrittsschranken so niedrig wie möglich gehalten werden, die Kalkulation einfach und transparent ist und die Transaktionskosten bei Anlagen- und Netzbetreibern reduziert werden. Auf diese Weise werden die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Netzanschlusses niedrig gehalten. Sie begünstigen damit einen hohen Anteil dezentraler Anlagen an der Gesamtstromerzeugung. Die Kostenregelung erfüllt damit in einem besonderen Maße die energierechtlichen Vorgaben (Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, Objektivität).

### **Absatz 1**

Die Kosten für den Anschluss der Anlage an den Verknüpfungspunkt haben die Anlagenbetreiber zu tragen. Dies umfasst auch die Kostentragungspflicht für alle zum Betrieb notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der von den Anlagen zur Erzeugung von



Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas gelieferten sowie von diesen bezogenen elektrischen Arbeit.

Diese Regelung dient der Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten und damit der Transparenz und Rechtssicherheit.

#### **Absatz 2**

Nach § 5 Abs. 3 kann der Netzbetreiber Anlagenbetreibenden einen anderen als den nächsten Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 zuweisen. In diesem Fall muss der Netzbetreiber die sich aus der Zuweisung ergebenden Mehrkosten tragen.

Diese Regelung bestand im Vorgängergesetz ausdrücklich nur für Kleinanlagen unter 30 Kilowatt. Allerdings ist auch schon in der bisherigen Fassung dieses Gesetzes davon ausgegangen worden, dass eine Weigerung des Anlagenbetreibers, dem Anschluss an einen anderen als dem nächstgelegenen Verknüpfungspunkt zuzustimmen, treuwidrig wäre, wenn der Netzbetreiber die dadurch verursachten Mehrkosten trägt und es zu keiner Verzögerung des Anschlusses kommt.

#### **Zu § 14 Kapazitätserweiterung**

Die notwendigen Kosten einer Maßnahme im Sinne des § 9 Abs. 1 trägt der Netzbetreiber, bei dem die Kapazitätserweiterung erforderlich wird.

#### **Zu § 15 Vertragliche Vereinbarung**

Der Netzbetreiber kann die ihm durch vertragliche Vereinbarung zur besseren Netzintegration entstehenden Kosten im nachgewiesenen Umfang bei den Netznutzungsentgelten in Ansatz bringen. Dies ist sinnvoll, um die Bereitschaft der Netzbetreiber zu erhöhen, solche Verträge zu schließen. Die konkrete Höhe der anzusetzenden Kosten richtet sich nach allgemeinem Energiewirtschaftsrecht und sollte durch die Regulierungsbehörden überprüft werden, um mögliche Missbrauchsfälle zu unterbinden.

### **Teil 3 Vergütung**

#### **Abschnitt 1 Allgemeine Vergütungsvorschriften**

#### **Zu § 16 Vergütungsanspruch**

##### **Absatz 1**

Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom, der ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder ausschließlich aus Grubengas oder ausschließlich aus beiden Energieträgern gleichzeitig ge-

wonnen wird, nach Maßgabe dieses Gesetzes zu vergüten. § 16 Abs. 1 entspricht im Wesentlichen § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2004. Die Vergütung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas setzt grundsätzlich voraus, dass der Strom nach § 8 abgenommen worden ist. Eine Ausnahme hiervon bildet § 33 Abs. 3.

Das Gesetz hält hinsichtlich der Vergütung an dem Ausschließlichkeitsprinzip fest, wonach grundsätzlich nur diejenige Art der Stromerzeugung privilegiert wird, die vollständig auf dem Einsatz der genannten Energien beruht. Die bis zum 31. Dezember 2006 ausnahmsweise erlaubte Zünd- oder Stützfeuererzeugung mit anderen Energieträgern ist für nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen nicht mehr zulässig. Im Rahmen der Stromerzeugung aus Biomasse kann bei der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz die technisch Konditionierung mit LPG (Flüssiggas) notwendig sein. Die LPG-Konditionierung im Rahmen des Erforderlichen stellt keinen Verstoß gegen das Ausschließlichkeitsprinzip dar, sondern ist zulässig. Ebenfalls ausnahmsweise zulässig und mit dem Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt. Ein Vergütungsanspruch besteht für beide Stoffgruppen aber nicht.

Ein konventioneller Anfahrbetrieb darf erfolgen, allerdings besteht in diesem Zeitraum kein Anspruch auf Vergütung. Das Ausschließlichkeitskriterium bezieht sich auf den Prozess der Stromerzeugung selbst und nicht auf die vorbereitenden Schritte. Daher ist es unschädlich, wenn z.B. konventionell erzeugter Strom für das Anfahren von Windenergieanlagen eingesetzt wird. Das Gleiche gilt für einen Probetrieb mit nicht erneuerbaren Brennstoffen; dieser steht einer späteren Vergütung nicht entgegen. Die Vergütung kann aber erst gewährt werden, wenn Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas gewonnen wird. Entsprechend kann auch eine Umstellung einer bislang fossil betriebenen Anlage erfolgen. Dabei ist aber die Vorschrift zur Vergütungsdauer zu beachten.

Entscheidend ist nach dem Zweck des Gesetzes die Umwelt- und Klimafreundlichkeit des jeweiligen Verfahrens in der Bilanz. Wichtig ist, dass eine Vergütung immer nur erfolgen kann, wenn der erzeugte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen oder aus Grubengas stammt. § 16 Abs. 1 steht einer Vergütung von Strom, der nicht in Übereinstimmung mit dem Ausschließlichkeitsprinzips gewonnen wird, auch in Höhe der in diesem Gesetz vorgesehenen Vergütungssätze nicht entgegen. Allerdings besteht dann keine Möglichkeit, diesen Strom und die entsprechenden Zahlungen in das Ausgleichssystem einzustellen. Im Interesse des Verbraucherschutzes ist dies auch bei übereinstimmendem Handeln der Anlagen-, Netz- und Übertragungsnetzbetreiber nicht zulässig.

Mit dem Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist die Nutzung verschiedener Erneuerbarer Energiequellen in einer Anlage (sog. Hybridanlagen). Davon erfasst ist beispielsweise die Kombination einer Biomasseanlage mit einer Geothermieanlage oder mit einer Anlage zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie. Auch der gemeinsame Einsatz von nach der Biomasseverordnung anerkannter Biomasse mit Deponie- oder Klärgas oder sonstiger Biomasse ist zulässig. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigen oder regelbaren Erzeugung von Strom beitragen. Die Vergütung dieser kombinierten Anlagen erfolgt jeweils anteilig auf Basis des Energiegehalts des jeweiligen Energieträgers. Kann ein derartiger Nachweis nicht in geeigneter Weise erbracht werden, gilt für den gesamten erzeugten Strom der niedrigere Vergütungssatz.

In die Vergütungsvorschrift ist der Begriff „mindestens“ neu eingefügt worden. Dies bezieht sich auf die Höhe der Vergütung. Damit geht keine inhaltliche Änderung einher. Früher wur-

den die einzelnen Vergütungssätze für die einzelnen Erneuerbaren Energien als Mindestvergütungen bezeichnet. In der Neufassung wird dieser Begriff durch den Begriff Vergütung ersetzt. Im Gegenzug wird in § 16 Abs. 1 das Wort „mindestens“ eingefügt.

### **Absatz 2**

Absatz 2 stellt klar, dass die Ansprüche auf Vergütung auch bestehen, wenn Strom aus Erneuerbaren Energien vor der Einspeisung zwischengespeichert wurde. Zu vergüten ist der Strom, der aus dem Speicher in das Netz ausgespeist wird.

### **Absatz 3**

Die Vergütungspflicht nach Absatz 1 besteht nach Absatz 2 nur, wenn der Anlagenbetreiber seinen genannten Verpflichtungen nachkommt.

## **Zu § 17 Eigenvermarktung**

Die Eigenvermarktung wird ausdrücklich geregelt und an Bedingungen geknüpft. Sinn und Zweck dieser Regelung ist es, zu verhindern, dass die Chancen und Gewinne der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas allein bei den Anlagenbetreibern verbleiben, während die Risiken von den Stromvertriebsunternehmen getragen werden.

Derzeit besteht das Risiko, dass Anlagenbetreiber den am besten am Markt verkäuflichen Strom, insbesondere zu Zeiten, zu denen die Preise besonders hoch sind, selbst vermarkten, während die schlechter prognostizierbaren Mengen zu Zeiten, zu denen der Marktpreis gering ist, über das Erneuerbare-Energien-Gesetz abgesetzt werden. Damit steigen insgesamt die Strompreise, ohne dass sich für die Volkswirtschaft ein Mehrwert, zum Beispiel ein markt- und netzgerechtes Erzeugungsverhalten der Anlagenbetreiber, ergibt.

Ein weiterer Grund für die Regelung der Eigenvermarktung ist, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine gewisse Sicherheit über die aufgrund des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes abzunehmenden Strommengen brauchen, da sie auf Grundlage dieser Mengen über den Zukauf weiterer Mengen entscheiden.

### **Absatz 1**

Absatz 1 sieht ab dem Zeitpunkt der erstmaligen Geltendmachung eines Anspruchs auf Vergütungen nach dem EEG eine Pflicht zur Einspeisung des gesamten erzeugten Stroms in das Netz vor. Der eingespeiste Strom muss auch dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden und kann entsprechend nicht durchgeleitet und an Dritte verkauft werden. Ausgenommen von dieser Pflicht ist der Strom, der von den Anlagenbetreibern oder von in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage stehenden Dritten verbraucht wird. Es ist unschädlich, wenn sich die Anlagenbetreibenden einer dritten Person, etwa eines Stromvertriebsunternehmens als Vermittler, bedienen.

### **Absatz 2**

Nach Absatz 2 kann abweichend von Absatz 1 der erzeugte Strom dann an Dritte veräußert werden, wenn dies dem Netzbetreiber bis zum Ablauf der im Gesetz genannten Frist angezeigt wurde. Der Vergütungsanspruch entfällt immer für den im Gesetz angegebenen Zeit-

raum. Die Regel soll, wie bereits oben dargelegt, ein „Rosinenpicken“ der Anlagenbetreiber verhindern. Die langfristige Festlegung ist nötig, um den Netzbetreibern zu ermöglichen, Prognosen für die Einspeisung von EEG-Strom im kommenden Jahr zu erstellen. So sollen auch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen mehr Planungssicherheit erhalten.

Auch wenn ein Anlagenbetreiber den Strom für ein oder mehrere Jahre selber vermarktet, läuft der Vergütungszeitraum von 20 Jahren weiter. Der Vergütungszeitraum wird also durch die zeitweilige Eigenvermarktung nicht unterbrochen.

Dem Gesetzgeber ist bewusst, dass die rigiden Regelungen dieses Paragraphen eine Eigenvermarktung eher unattraktiv machen. Die Nachteile sollen durch einen Bonus für die Eigenvermarktung, der durch eine Verordnung ausgestaltet werden soll, ausgeglichen werden.

### **Absatz 3**

Absatz 3 ermöglicht nach einer Eigenvermarktung gemäß Absatz 2 die Rückkehr in das Vergütungssystem des EEG, wenn der Anlagenbetreiber dies wünscht. Diese Rückkehr muss ausreichend früh angekündigt werden, um die durch die Absätze 1 und 2 hergestellte Planungssicherheit zu erhalten.

## **Zu § 18 Vergütungsberechnung**

Die Vorschrift regelt die Berechnung der Vergütung.

### **Absatz 1**

Die Regelung ist materiell identisch mit § 12 Abs. 2 Satz 1 EEG 2004. Die Regelung soll als gleitende Vergütungsregelung verhindern, dass beim Überschreiten der jeweiligen Schwellenwerte der Anlagen Vergütungssprünge entstehen. Nur eine solche stufenlose Regelung kann Ungerechtigkeiten bei der Vergütung des Stroms aus verschiedenen großen Anlagen vermeiden und trägt deshalb dazu bei, Über- oder Unterförderung auszuschließen.

### **Absatz 2**

Absatz 2 gibt den alten § 12 Abs. 2 Satz 2 wieder. Er definiert einen von § 3 abweichenden Leistungsbegriff für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Klär-, Deponie- und Grubengas, Biomasse und Geothermie, der aber nur für die Zuordnung einer Anlage zu dem die Vergütungshöhe bestimmenden jeweiligen Schwellenwert gilt.

Die Zuordnung erfolgt damit nicht nach der installierten Leistung, sondern nach der durchschnittlichen Jahresarbeit. Bei der solaren Strahlungsenergie bleibt es jedoch bei der Zuordnung nach der installierten Leistung.

### **Absatz 3**

Absatz 3 ist inhaltsgleich mit der Regelung des § 12 Abs. 7 EEG 2004.

## **Zu § 19 Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen**

Die Vorschrift gibt als Konkretisierung zur allgemeinen Vorschrift des § 18 die Bestimmung der Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen vor. Dabei wird an die bisherige Regelung des § 3 Abs. 2 Satz 2 angeknüpft und die Frage der Behandlung mehrerer Anlagen nunmehr an der systematisch richtigen Stelle – in den allgemeinen Vergütungsvorschriften – geklärt.

Die Vorschrift ist inhaltlich mit der bisherigen identisch. Sie dient insbesondere dazu, die dem Gesetzeszweck widersprechende Umgehung der für die Vergütungshöhe geltenden Leistungsschwellen durch Aufteilung in kleinere Einheiten zu verhindern.

Das sog. Anlagensplitting stellt insbesondere ein Problem im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse dar. Dabei werden anstelle einer oder mehrerer großer Anlagen eine Vielzahl kleiner Anlagen errichtet, um die höheren Vergütungen und Boni der unteren Leistungsklassen zu erhalten. Dieses Vorgehen war schon nach bislang geltendem EEG rechtswidrig, wie auch die Bundesregierung auf Antrag des Bundesrates ausdrücklich festgestellt hat (BT-Drs. 16/2455, S. 13, 14).

Der Gesetzgeber hat die Differenzierung nach Leistungsklassen eingeführt, um den höheren Stromgestehungskosten kleinerer dezentraler Anlagen Rechnung zu tragen (vgl. Begründung zu § 5 EEG 2000, BT-Drs. 14/2776, S. 22 f.). Er hatte bereits bei der Verabschiedung des EEG 2004 vorhergesehen, dass insbesondere bei modularen Techniken größere Anlagen in mehrere kleine Module aufgeteilt werden könnten. Da auf diese Weise volkswirtschaftlich unsinnige Kosten hervorgerufen würden, die im Ergebnis von den Stromverbrauchern zu tragen wären, hat er in § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 klargestellt, dass mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien, die mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, grundsätzlich als eine Anlage gelten.

Es ist aber auch dann von einer rechtsmissbräuchlichen und damit rechtswidrigen Umgehung der Leistungsklassen auszugehen, wenn zwar keine gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen vorliegen oder die Module nicht mit baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, aber ein vernünftiger Anlagenbetreiber, der die gesamtwirtschaftlichen Folgekosten bedenkt, statt vieler kleiner Module mehrere größere Module oder eine einzige Anlage errichtet hätte. So ist etwa die Verwendung von 12 Blockheizkraftwerken mit einer Leistung von 500 kW anstelle eines auf dem Markt verfügbaren BHKWs mit einer Leistung von 6 MW grundsätzlich als rechtsmissbräuchlich einzustufen. Denn damit liegt ein Verstoß gegen die schutzwürdigen Interessen des zuständigen Netzbetreibers und (in Folge des Ausgleichsmechanismus) der Letztversorger und mittelbar der Stromverbraucher vor, die die entstehenden Mehrkosten tragen müssten. Die Regelung des § 19 Abs. 1 stellt dies nun ausdrücklich klar.

### **Absatz 1**

Nach Absatz 1 gelten mehrere Anlagen unter den genannten Voraussetzungen zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage. Unter Inbetriebsetzung ist dabei der Zeitpunkt, an dem die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber erstmalig Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas zur Einspeisung in das Netz aufgrund der technischen Bereitschaft der Anlage zur Stromerzeugung nach ihrer Herstellung tatsächlich zur Abnahme anbietet. Es ist daher ausreichend, wenn die Anlagenbetreibenden das ihrerseits Erforderliche getan haben, um Strom ordnungsgemäß in das Netz einspeisen zu können. Insbesondere kommt es nicht auf den Anschluss der Anlage oder

eine Abnahme der Anlage durch den Netzbetreiber an. Eine Mitwirkung des Netzbetreibers ist nicht erforderlich, um willkürliche Verzögerungen ausschließen zu können. Im Gegensatz zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach § 3 Nr. 5 ist für das Inbetriebsetzen des Generators im Sinne des § 19 eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas erforderlich.

Die Vergütung umfasst dabei sowohl die jeweiligen Grundvergütungen als auch die Boni, da der Anspruch auf die Boni teilweise nur bis zu einer bestimmten Leistungsgrenze besteht (z.B. besteht Anspruch auf den Technologie-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 für Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis zu 5 Megawatt erzeugt wird, vgl. Anlage 1).

Die Anlagen müssen sich nach Nummer 1 auf demselben Grundstück befinden oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe stehen. Indizien für das Vorliegen einer solchen Nähe sind Verbindungen der Anlagen durch für den Betrieb technisch erforderliche Einrichtungen oder sonstige Infrastruktureinrichtungen. Während unter betriebstechnisch erforderliche Einrichtungen beispielsweise Staumauern und Fermenter von Biogasanlagen fallen, sind Infrastruktureinrichtungen z.B. Wechselrichter, Netzanschluss, Anschlussleitungen, eine Stromabführung in gemeinsamer Leitung, Transformatoren, Messeinrichtungen, Verbindungswege und Verwaltungseinrichtungen. Werden derartige Einrichtungen von mehreren Anlagen genutzt, kann von einer räumlichen Nähe ausgegangen werden, so z.B. bei mehreren Biogasanlagen, die über einen gemeinsamen Weg beliefert werden und auf diese Weise verbunden sind (sog. Biogasanlagenpark). Gleiches gilt für mehrere Biogasanlagen, die einen Fermenter oder ein Gärrestlager gemeinsam nutzen oder über einen gemeinsamen ORC-Prozess verbunden sind. Aber auch ohne diese direkten Verbindungen kann ein räumlicher Zusammenhang bestehen; dies ist in einer Gesamtbetrachtung des Einzelfalls unter Berücksichtigung des Grundsatzes von Treu und Glauben und des Normzwecks zu ermitteln. Vom räumlichen Zusammenhang nicht erfasst werden Fälle, in denen auf Häusern benachbarter Grundstücke Fotovoltaik-Anlagen angebracht werden, da hier eine Nähe zwangsläufig aus der Siedlungsstruktur sowie der Fotovoltaik-Technik folgt.

Nach Nummer 2 müssen die Anlagen gleichartige Erneuerbare Energien einsetzen. Der Begriff der Erneuerbaren Energien ist in § 3 Nr. 3 definiert. Weitere Voraussetzung ist nach Nummer 3, dass der in den Anlagen erzeugte Strom in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage vergütet wird. Daher gelten mehrere Windenergieanlagen, die gemeinsame Infrastruktureinrichtungen nutzen, nicht als eine Anlage. Schließlich müssen die Anlagen nach Nummer 4 innerhalb von zwölf aufeinander folgenden Monaten in Betrieb genommen werden.

## **Absatz 2**

Absatz 2 gibt den bisherigen § 12 Abs. 6 Satz 1 und 2 wieder, inhaltliche Änderungen erfolgen nicht. Anlagenbetreiber können danach Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Vergütungen die Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Bei Vorliegen der Voraussetzungen des Absatzes 1 wird jedoch eine Gesamtbetrachtung vorgenommen.

## **Absatz 3**

Absatz 3 enthält die Regelung des bisherigen § 12 Abs. 6 Satz 3 zur Ermittlung der Vergütungen mehrerer Windenergieanlagen bei Nutzung einer gemeinsamen Messeinrichtung.

## **Zu § 20 Degression**

Die Degression, die im EEG 2004 für jede Technologie einzeln in der jeweiligen Vergütungsvorschrift geregelt war, wurde im jetzt vorliegenden Gesetz in einer Vorschrift ohne materielle Änderung des Mechanismus selbst zusammengefasst. Die Vorschrift erstreckt die Degression nunmehr auch auf die Boni.

Dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit obliegt es, die Entwicklung zu beobachten und gegebenenfalls gemäß dem Erfahrungsbericht eine differenzierte Anpassung der Vergütungshöhen und Boni für Neuanlagen vorzuschlagen.

Dabei gelten die Vergütungssätze und Boni, die im Jahr der Inbetriebnahme gelten, für die gesamte Vergütungsdauer in unveränderter Höhe. Die Degression betrifft jeweils nur die später in Betrieb gehenden Anlagen. In diesem Zusammenhang ist auch die Vorschrift über den Vergütungsbeginn und die Vergütungsdauer zu beachten: Der Austausch des Generators oder der sonstigen genutzten technischen oder baulichen Teile führt nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Vergütungsfrist und folglich auch nicht zu einer Veränderung des Vergütungs- oder Bonussatzes.

### **Absatz 1**

Absatz 1 regelt das Prinzip der Degression. Nach Absatz 1 sinken jeweils zum 31. Dezember jeden Jahres die Vergütungen und Boni für nach diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Generatoren um den in Absatz 2 festgelegten Prozentsatz. Die Vergütung ggf. zuzüglich Bonus für den in einer Anlage erzeugten Strom bleibt über den gesamten Vergütungszeitraum konstant. Aufgrund der Degression ist dieser Vergütungssatz jedoch für später in Betrieb genommene Generatoren niedriger als für früher in Betrieb genommene Generatoren, wenn zwischen den Inbetriebnahmen ein Jahreswechsel liegt.

### **Absatz 2**

Zur Berücksichtigung des technologischen Fortschritts und wegen der erwarteten Kostensenkung erfolgt baujahreinheitlich eine nominale degressiv ausgestaltete jährliche Absenkung der Vergütungs- und Bonussätze. Die Nummern 1 bis 8 legen die Degression für die einzelnen Erneuerbaren Energieträger fest. Im Bereich der solaren Strahlungsenergie erhöht sich die Degression stufenweise. Die Degressionsschritte für Windenergie auf See setzen erst mit dem Jahr 2015 ein. Erst in den kommenden Jahren werden die ersten Windenergieanlagen auf See in Betrieb gehen, so dass zunächst noch keine kostensenkenden technischen Entwicklungen zu erwarten sind, die eine Degression zum jetzigen Zeitpunkt rechtfertigen würden.

### **Absatz 3**

Für die Berechnung der Vergütungs- und Bonussätze findet eine Rundung des Wertes auf zwei Stellen hinter dem Komma statt. Ausgangspunkt für die Berechnung der Degression für das folgende Jahr ist aber der ungerundete Vorjahreswert (Summe von Vergütung und ggf. Boni). Über die nominale Degression hinaus ist bei der allgemeinen Betrachtung der wirtschaftlichen Entwicklung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas die reale Preisentwicklung zu berücksichtigen.

So errechnet sich die Vergütung im Beispielsfall einer Biogasanlage mit einer Leistung von 140 kW, die nachwachsender Rohstoffe entsprechend der Positivliste einsetzt, eine KWK-

Nutzung nach der Positivliste hat und im Jahr 2011 in Betrieb genommen worden ist mit einem Gülleanteil unter 30 Prozent wie folgt:

$$V_I = \text{runden} ((V_{2009} + B_{\text{Nawaro}} + B_{\text{KWK}}) \times 0,99^{I-2009}; 2)$$

$$V_{2011} = ((11,67 + 8 + 3) \times 0,99^{2011-2009}; 2) = 22,22 \text{ Ct/kWh}$$

Dabei ist V =: Vergütung, I =: Inbetriebnahmejahr, B<sub>Nawaro</sub> =: Nawaro-Bonus, B<sub>KWK</sub> =: KWK-Bonus.

## **Zu § 21 Vergütungsbeginn und -dauer**

Die Norm regelt den Vergütungsbeginn und die Vergütungsdauer und greift damit den bislang geltenden § 12 Abs. 3 EEG 2004 auf. Darüber hinaus enthält die Norm Klarstellungen, die in der Rechtsprechung aufgetretene Auslegungsschwierigkeiten beheben sollen.

### **Zu Absatz 1**

Nach Absatz 1 sind die Vergütungen ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt. Dieser Strom muss in das Netz einspeist bzw. von den Anlagenbetreibern oder Dritten in räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht worden sein. Insbesondere in letzterem Fall muss die Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber auch EEG-Vergütung beanspruchen. Da die erstmalige Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas maßgeblich ist, besteht beispielsweise während eines Probebetriebs der Anlage mit konventionellen Energieträgern kein Anspruch auf EEG-Vergütung. Die Höhe der Vergütung ist in den §§ 23 bis 33 geregelt. Weichen das Jahr der erstmaligen Inbetriebnahme und das Jahr der erstmaligen Stromerzeugung ausschließlich aus Erneuerbaren Energien voneinander ab (z.B. nach Umstellung von fossile auf erneuerbare Energieträger), wird die Vergütungshöhe von der Rechtslage zum Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme bestimmt. Dies ergibt sich schon aus § 20 Abs. 1.

### **Zu Absatz 2**

Absatz 2 bestimmt die Vergütungsdauer. Eine Befristung der Vergütung verhindert einerseits die dauerhafte Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas und dient andererseits der Absicherung der Investoren, da sie diesen ein Höchstmaß an Planungssicherheit bietet. Die Befristung der Vergütungszahlungen folgt dabei gängigen energiewirtschaftlichen Berechnungsformeln und Amortisationszyklen. Die Vergütungen sind für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Die bislang geltenden abweichenden Vergütungszeiträume für Wasserkraftanlagen wurden im Interesse einer Vereinheitlichung des Gesetzes angepasst. Nach Satz 2 ist Beginn der 20-jährigen Vergütungsdauer der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Generators, unabhängig davon, ob er mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb genommen wurde.

Unter Inbetriebnahme ist das erstmalige Inbetriebsetzen Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft zu verstehen, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen fossilen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde, § 3 Nr. 5. Unerheblich für die Bestimmung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme ist, ob die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt an einen anderen Ort versetzt wird. Für die Dauer



und Höhe des Vergütungsanspruchs ist auch nach einer Versetzung das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme maßgeblich.

Für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme kommt es auch nicht auf den eingesetzten Energieträger an. Eine Inbetriebnahme mit der Folge des Beginns der 20-jährigen Vergütungsdauer liegt also auch dann vor, wenn der Generator mit konventionellen Energieträgern in Betrieb genommen wurde. Bei einer späteren Umstellung der Anlage auf Erneuerbare Energieträger ist daher die vorherige, erstmalige Inbetriebnahme maßgeblich. Wird z.B. ein Generator zunächst mit Erdgas betrieben und später auf Biogas umgestellt, ist Beginn des 20-jährigen Vergütungszeitraums die erstmalige Inbetriebnahme mit Erdgas. Auch bei Einbau eines gebrauchten Generators in ein Blockheizkraftwerk ist auf die erstmalige Inbetriebnahme des Generators abzustellen und nicht auf die erneute Inbetriebnahme im Blockheizkraftwerk.

Bei Zwischenspeichern nach § 3 Nr. 1 Satz 2 ist für den Beginn der Vergütungsdauer auf die Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage im Sinne von § 3 Nr. 1 Satz 1 abzustellen. Dies ergibt sich unter systematischen Gesichtspunkten schon aus der Regelung des § 16 Abs. 2.

### **Zu Absatz 3**

Absatz 3 stellt klar, dass der Austausch des Generators oder der sonstigen genutzten baulichen und technischen Teile nicht zum Neubeginn oder zur Verlängerung des 20-jährigen Vergütungszeitraums führt.

Eine Ausnahme hiervon bildet § 23, wonach in Falle der Leistungserhöhung bei bestimmten Wasserkraftanlagen ein neuer Vergütungszeitraum zu laufen beginnt.

Die bisherige Regelung, wonach im Falle einer Erneuerung der Anlage zu mindestens 50 Prozent der für eine Neuherstellung erforderlichen Kosten eine Neuinbetriebnahme vorliegt, ist weggefallen. Zum einen erwies sich diese Gleichstellung von Inbetriebnahme und Erneuerung nicht als sachgerecht, da bereits die Erbringung der Hälfte der Investitionskosten zum gleichen Ergebnis – Vergütung in gleicher Höhe für 20 Jahre – geführt hat. Zum anderen besteht für diese Regelung nunmehr kein Bedarf mehr. Insbesondere Biomasseanlagen sollten durch eine Erneuerung die Möglichkeit erhalten, auch die Boni (Technologie- bzw. KWK-Bonus) zusätzlich zur Grundvergütung in Anspruch nehmen zu können. Da für derartige Maßnahmen eine ausreichende Zeitspanne zur Verfügung stand, ist diese Regelung nun entbehrlich.

Im Falle der Erweiterung einer Anlage um zusätzliche Generatoren liegt keine Erneuerung oder kein Austausch vor, da die bereits vorhandenen Anlagenteile nicht verändert werden. Für die zusätzlichen Generatoren gelten die gleichen Regelungen, die auch für einzelne Anlagen gelten. Damit ist für den Beginn des Vergütungszeitraums auf die erstmalige Inbetriebnahme des neuen Generators abzustellen. Für die Vergütungshöhe ist § 19 zu beachten.

### **Zu § 22 Aufrechnung**

Die Regelung in § 22 gibt inhaltlich § 12 Abs. 4 des EEG 2004 wieder.

#### **Absatz 1**

Absatz 1 verbietet die Aufrechnung von bestrittenen oder nicht rechtskräftig festgestellten Forderungen des Netzbetreibers mit den Vergütungsansprüchen des Anlagenbetreibers.

Durch diese Regelung soll verhindert werden, dass die wirtschaftlich übermächtigen Netzbetreiber, die weiterhin ein natürliches Monopol besitzen, unbillig hohe Mess-, Abrechnungs-, Blindstrom- und Versorgungskosten von den Anlagenbetreibern durch Aufrechnung erlangen und das Prozessrisiko auf die Anlagenbetreiber abwälzen.

## **Absatz 2**

In Absatz 2 ist es zu einer Änderung gekommen, da die Allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21. Juni 1979 am 8. November 2006 außer Kraft getreten sind. Eine vergleichbare Regelung findet sich jedoch jetzt in 23 Abs. 3 der Niederspannungsanschlussverordnung.

## **Abschnitt 2 Besondere Vergütungsvorschriften**

### **Zu § 23 Wasserkraft**

Die Regelung des § 23 gibt im Wesentlichen die Regelung des § 6 EEG 2004 wieder, wobei einige Anpassungen mit Blick auf die Evaluierung durch den Erfahrungsbericht zum EEG vorgenommen und die Regelung für die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen, die bisher in den Übergangsbestimmungen (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2004) enthalten war, aufgrund ihrer großen Bedeutung unmittelbar in die Vergütungsvorschrift integriert wurden (Absatz 2). Die Absätze 1 und 2 beziehen sich auf die kleine und die Absätze 3 und 4 auf die große Wasserkraft, während die Absätze 5 und 6 allgemeine Voraussetzungen für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft festlegen.

### **Absatz 1**

Die bestehende Regelung für kleine Wasserkraftanlagen wird im Wesentlichen fortgeschrieben. Die Erhöhung der Grundvergütung für Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt erfolgt, weil im Rahmen der Vereinheitlichung der Vergütungsdauer der Vergütungszeitraum von bisher 30 auf 20 Jahre gesenkt wurde. Um die dadurch entstehenden Einbußen auszugleichen, wurde die Erhöhung notwendig. Daneben wird eine neue Leistungsklasse für Anlagen mit 500 Kilowatt bis 2 Megawatt eingeführt, um eine Überförderung sehr großer und eine Unterförderung eher kleiner Anlagen zu vermeiden. Die neue Vergütungsstufe spiegelt die verschiedenen Stromgestehungskosten bei den unterschiedlichen Anlagengrößen wider.

Die ökologischen Anforderungen, die früher in § 6 Absatz 1 Satz 2 geregelt waren, sind nicht verschärft sondern nur vereinheitlicht und zur besseren Verständlichkeit in den Absätzen 5 und 6 geregelt worden.

Die sonstigen Änderungen sind sprachlicher Natur und sorgen für eine Vereinheitlichung des Gesetzes sowie eine bessere Verständlichkeit der Vorschrift.

### **Absatz 2**

Absatz 2 betrifft die Modernisierung von bestehenden kleinen Wasserkraftanlagen nach Inkrafttreten dieses Gesetzes. Damit die mit der Modernisierung zu erreichende Verbesserung

der Gewässerökologie gefördert und wirtschaftlich abgebildet werden kann, ist wie bisher eine erhöhte Vergütung vorgesehen. Gegenüber dem EEG 2004 erfolgt eine geringe Erhöhung der Vergütung, die aufgrund der Verkürzung des Vergütungszeitraums von 30 auf 20 Jahre für modernisierte Anlagen erforderlich ist. Bestehende Anlagen können stärkere Auswirkungen auf die Umgebungsökologie haben, als es bei heute neu zu genehmigenden Anlagen der Fall ist. Durch eine Modernisierung wird dieser Zustand auf das derzeit einzuhaltende Niveau angehoben. Die Regelung schreibt mithin die bisher in § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2004 enthaltene Modernisierungsvorschrift fort.

### **Absatz 3**

Die Absätze 3 und 4 beziehen Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von über 5 Megawatt (große Wasserkraft) in den Anwendungsbereich des Gesetzes ein. Dies ist, wie schon in § 6 EEG 2004, erforderlich, um zu verhindern, dass die installierte Leistung verschiedener Kraftwerke durch den Anlagenbetreiber künstlich reduziert wird und damit vorhandene Potenziale über dieser Grenze nicht erschlossen werden. Die Regelungen sind weitgehend identisch mit der Regelung des § 6 Abs. 2 EEG 2004. Absatz 3 umfasst den Neubau großer Wasserkraftanlagen, während Absatz 4 – ähnlich wie Absatz 2 bei der kleinen Wasserkraft – die Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen regelt.

Absatz 3 legt vor diesem Hintergrund die Vergütungssätze für neue große Wasserkraftanlagen fest. Die ökologischen Anforderungen bemessen sich nach den Absätzen 5 und 6. Die Vergütungssätze für neu errichtete große Wasserkraftanlagen sind gegenüber der Vorgängerregelung in § 6 Abs. 2 EEG 2004 leicht abgesenkt worden, weil die Vergütungsdauer von bisher 15 auf 20 Jahre verlängert worden ist.

### **Absatz 4**

Absatz 4 regelt die Modernisierung bestehender großer Wasserkraftanlagen. Er entspricht dem bisherigen § 6 Abs. 2 EEG 2004 und soll einen Anreiz setzen, diese Wasserkraftanlagen zu modernisieren. Da der Vergütungszeitraum auf 20 Jahre verlängert wird, wird – wie in Absatz 3 – im Gegenzug die Vergütungshöhe gegenüber dem bislang geltenden EEG leicht verringert.

Die Bedingungen, unter denen die große Wasserkraft in die Vergütungsvorschriften einbezogen wird, sind gegenüber § 6 Abs. 2 EEG 2004 deutlich erleichtert worden. Die bisher enthaltene Stichtagsregel bis zum 31.12.2012 hat sich wegen der langen Dauer der Projekte als nicht Ziel führend erwiesen. Darüber hinaus müssen jetzt auch dann Vergütungen gewährt werden, wenn das elektrische Arbeitsvermögen um weniger als 15 Prozent erhöht worden ist. Diese Änderung ist durch das oft nur geringe Leistungserhöhungspotenzial begründet. Auch besteht durch die Streichung der Klausel keine Gefahr von Mitnahmeeffekten, da die Vergütung nur für den hinzugewonnenen Leistungsanteil gewährt wird.

Daneben wurde die Obergrenze von 150 Megawatt aus Gründen der Übersichtlichkeit und angesichts der Tatsache, dass in absehbarer Zeit Kraftwerke dieser Größenordnung in Deutschland ohnehin nicht realisiert werden können, gestrichen.

Wie im bisherigen Recht wird auch weiterhin nur der durch die Modernisierung zusätzlich gewonnene Strom vergütet. Der Strom, der der bisherigen Leistung zuzurechnen ist, wird bei der zu vergütenden Strommenge also nicht berücksichtigt. Der Strom, der den ersten 500 Kilowatt neuer zugebauter Leistung zugerechnet werden kann, wird also mit mindestens 6,79 Cent pro Kilowattstunde vergütet.

## **Absatz 5**

Absatz 5 enthält Anforderungen an alle Formen der Wasserkraftnutzung nach den Absätzen 1 bis 4.

Nach Satz 1 Nr. 1 werden Speicherkraftwerke aus dem Anwendungsbereich ausgeschlossen. Diese Regelung entspricht § 6 Abs. 5 EEG 2004. Speicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke, deren Zufluss einem oder mehreren Speichern entnommen wird. Ihr Einsatz ist damit weitgehend unabhängig vom zeitlichen Verlauf der Zuflüsse in ihre Speicher. Umfasst werden von diesem Begriff insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, deren Speicher ganz oder teilweise durch gepumptes Wasser (Pumpwasser) gefüllt werden. Geringe zusätzliche Speicher bei Laufwasserkraftwerken bleiben bei der Einordnung unberücksichtigt.

Nach Satz 2 Nr. 2 werden die Voraussetzungen, die bisher in § 6 Abs. 1 Satz 2 EEG 2004 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis 500 Kilowatt und in § 6 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG 2004 für große Wasserkraftanlagen normiert waren, auf die Wasserkraftanlagen aller Leistungsgrößen ausgedehnt, wie vom EEG-Erfahrungsbericht empfohlen. Für die Beurteilung der ökologischen Kriterien kann der von BMU veröffentlichte Wasserkraft-Leitfaden aus dem Jahr 2005 herangezogen werden. Satz 2 legt sodann fest, wie diese Voraussetzung nachzuweisen ist. Wie im alten Recht ist dieser Nachweis grundsätzlich über die wasserrechtliche Zulassung der Wasserkraftnutzung zu führen. Bei Modernisierungen genügt hingegen auch eine Bescheinigung der zuständigen Behörde oder einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters. Sofern diese Modernisierungen auch zulassungspflichtig sind, kann die Zulassung als Nachweis genutzt werden; dies ist jedoch nur zulässig, wenn die konkrete Modernisierungsmaßnahme in einem neuen Zulassungsverfahren geprüft worden ist, weil nur so sichergestellt werden kann, dass auch die neuen Anforderungen des Wasserrechts, insbesondere der Wasser-Rahmenrichtlinie, bereits bei der Zulassung berücksichtigt werden konnten. Ältere Zulassungen von Modernisierungen werden daher nicht als Nachweis anerkannt.

## **Absatz 6**

Absatz 6 überführt die Standortkriterien, die bisher schon für neue Wasserkraftanlagen im EEG vorgesehen waren, einheitlich in einem Absatz für neue kleine und große Wasserkraftanlagen zusammen.

## **Zu § 24 Deponiegas**

§ 24 regelt die Vergütung von Deponiegas und enthält im Wesentlichen die bisherige Vorschrift des § 7.

## **Zu Absatz 1**

Die Vergütung für Strom aus Anlagen mit einer Leistung bis 500 Kilowatt wird auf 9,0 Cent pro Kilowattstunde angehoben. Grund dafür ist das rückläufige Deponiegasaufkommen, das einen Trend zur Errichtung kleinerer Anlagen nach sich ziehen wird. Folge ist, dass sich die Projekte aufgrund der bisherigen Vergütung für Deponiegas nicht mehr rechnen. Um die verbleibenden Potenziale nutzen zu können, wird daher für neu in Betrieb genommene Deponieanlagen bis einschließlich 500 Kilowatt der Vergütungssatz erhöht.

## **Zu Absatz 2**

In Absatz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als Deponiegas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Deponiegas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt. Gasnetz ist dabei nicht nur das örtliche Leitungsnetz, sondern jedes inländische Netz.

## **Zu Absatz 3**

Absatz 3 enthält eine Bonusregelung für innovative Technologien in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Einzelheiten des Technologie-Bonus werden in der Anlage 1 geregelt. Der Technologie-Bonus soll im mittel- und langfristigen Interesse des Umweltschutzes den höheren Kosten dieser Technologien Rechnung tragen. Der Aufschlag schafft einen Anreiz, diese innovativen Technologien und Verfahren einzusetzen. Auf diese Weise können höhere Wirkungsgrade und niedrigere Schadstoffwerte erreicht und dadurch ein zusätzlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz erbracht werden. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen die innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

## **Zu § 25 Klärgas**

§ 25 regelt die Vergütung von Klärgas und erhält inhaltlich die bisherige Vorschrift des § 7.

### **Zu Absatz 1**

Absatz 1 regelt die Vergütungshöhe für Strom aus Klärgas.

### **Zu Absatz 2**

In Absatz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als Klärgas gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Klärgas entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt. Gasnetz ist dabei nicht nur das örtliche Leitungsnetz, sondern jedes inländische Netz.

### **Zu Absatz 3**

Absatz 3 enthält eine Bonusregelung für innovative Technologien in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Einzelheiten des Technologie-Bonus werden in der Anlage 1 geregelt. Der Technologie-Bonus soll im mittel- und langfristigen Interesse des Umweltschutzes den höheren Kosten dieser Technologien Rechnung tragen. Der Aufschlag schafft einen Anreiz, diese innovativen Technologien und Verfahren einzusetzen. Auf diese Weise können höhere Wir-

kungsgrade und niedrigere Schadstoffwerte erreicht und dadurch ein zusätzlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz erbracht werden. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen die innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

### **Zu § 26 Grubengas**

§ 26 regelt die Vergütung von Grubengas und erhält im Wesentlichen die bisherige Vorschrift des § 7. Neben der EEG-Vergütung stehen für Grubengasprojekte mittlerweile weitere Finanzierungsmöglichkeiten durch die Nutzung der Kyoto-Mechanismen, insbesondere die Regelungen des Projekt-Mechanismen-Gesetzes zur Verfügung. Grubengasprojekte können nur auf diese Weise finanziert werden, solange dies nicht durch § 56 (Doppilvermarktungsverbot) oder das Projekt-Mechanismen-Gesetz ausgeschlossen ist.

#### **Zu Absatz 1**

Absatz 1 regelt die Vergütungshöhe für Strom aus Grubengas. Die Vergütungen wurden im Vergleich mit der bisherigen Rechtslage leicht verringert. Grund dafür sind die Stromgestehungskosten von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas, die an geeigneten Standorten und unter guter Betriebsführung höher waren, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb sein müssten. Daneben wurde die unterste Leistungsstufe von bisher 500 Kilowatt auf 1 Megawatt angehoben.

#### **Zu Absatz 2**

In Absatz 2 wird die Vergütungspflicht auf Grubengas beschränkt, das aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt. Mit dieser Regelung soll vermieden werden, dass nach Ausschöpfen des Potenzials von Grubengas, das andernfalls ungenutzt in die Atmosphäre entweichen würde, aktiv nach Grubengas gebohrt wird. Dies betrifft beispielsweise Methangas aus unverritzten Lagerstätten (Coal-bed methan, CBM).

#### **Zu Absatz 3**

Absatz 3 enthält eine Bonusregelung für innovative Technologien in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Einzelheiten des Technologie-Bonus werden in der Anlage 1 geregelt. Der Technologie-Bonus soll im mittel- und langfristigen Interesse des Umweltschutzes den höheren Kosten dieser Technologien Rechnung tragen. Der Aufschlag schafft einen Anreiz, diese innovativen Technologien und Verfahren einzusetzen. Auf diese Weise können höhere Wirkungsgrade und niedrigere Schadstoffwerte erreicht und dadurch ein zusätzlicher Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz erbracht werden. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen diese innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

### **Zu § 27 Biomasse**

§ 27 regelt die Vergütung von Strom aus Biomasse und erhält im Wesentlichen die bisherige Vorschrift des § 8. Mit der gegenüber der Vorfassung des EEG weiter entwickelten Bestimmung über die Vergütung von Strom aus Biomasse soll die Vergütung auf die realen Markt-

bedingungen zugeschnitten werden. Es sollen Anreize geschaffen werden, um das vorhandene Biomassepotenzial besser zu erschließen, ohne dabei Mitnahmeeffekte auszulösen.

### **Zu Absatz 1**

Absatz 1 legt die Vergütungsstufen sowie die Höhe der Grundvergütung fest. Dabei werden sowohl die bislang bestehende 20-Megawatt-Grenze aufgehoben als auch das Ausschließlichkeitsprinzip gelockert. Durch die Öffnung des Ausschließlichkeitsprinzips ist der gemeinsame Einsatz von nach der Biomasseverordnung anerkannter Biomasse mit Deponie- und Klärgas oder anderen Stoffen, die wegen ihres biogenen Ursprungs zwar als Biomasse gelten, jedoch keine Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung sind, möglich. Diese sonstige Biomasse umfasst Stoffe, die zwar Biomasse im Sinne der Biomasse-Definition der Richtlinie 2001/77/EG sind, nicht aber unter die Biomasseverordnung fallen, wie beispielsweise Klärschlamm. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigeren oder regelbaren Produktion von Strom beitragen. Die Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips erstreckt sich nicht auf die Einsatzstoffe zur Biogasherstellung, denn das Biogas selbst und nicht die zu seiner Herstellung eingesetzten Stoffe gelten als Biomasse im Sinne des § 27. Eine Vergütung als Strom aus Biomasse ist deshalb nur möglich, wenn das Biogas den Anforderungen der Biomasseverordnung entspricht. Der Anspruch auf Vergütung nach § 27 besteht weiterhin nur für Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung. Bei Kombination mit anderer Biomasse oder Erneuerbaren Energieträgern erfolgt demzufolge nur eine anteilige Vergütung nach § 27 auf Basis des unteren Heizwerts des jeweiligen Energieträgers.

Das Ausschließlichkeitsprinzip des § 16 Abs. 1 lässt im Rahmen der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ausnahmsweise die technisch erforderliche Konditionierung durch LPG (Flüssiggas) zu; eine Vergütung als Biomasse für diesen fossilen Energieträger erfolgt dabei jedoch nicht. Die Regelung des § 27 Abs. 1 steht nicht dem Einsatz von Betriebshilfsmitteln entgegen. Es handelt sich dabei um Betriebsmittel der Anlagentechnik und nicht um Einsatzstoffe, so dass das Ausschließlichkeitsprinzip des § 16 Abs. 1 nicht betroffen ist. Diese Betriebshilfsmittel verfolgen das Ziel, die Prozessführung zu stabilisieren und zu verbessern, um so eine höhere Effizienz zu erreichen. Für den Anspruch auf Vergütung unerheblich ist daher der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt.

Die Vergütungssätze für Strom aus Biomasse wurden weitgehend beibehalten, lediglich für kleine Biomasseanlagen wird die Vergütung um 1,0 Cent je Kilowattstunde angehoben. Diese Vergütungserhöhung gilt auch für bestehende Anlagen, da mit diesen Mehreinnahmen auch gegebenenfalls erforderliche Investitionen für Reinhaltetechnik aufgrund der geplanten Absenkung des Formaldehyd-Grenzwerts in der TA Luft abgedeckt werden sollen.

Im Bereich der großen Biomasseanlagen erfolgte die Wärmenutzung nur zu einem geringen Teil. Dies hängt in erster Linie mit der großen Menge der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme zusammen, die an vielen Standorten nicht sinnvoll genutzt werden kann. Dass derartige Anlagen unter Verzicht auf mögliche Wärmeerlöse allein mit den Erlösen der Stromerzeugung wirtschaftlich betrieben werden können, ist ein ökologischer Fehlanreiz. Gleichzeitig erweist sich die 20-Megawatt-Obergrenze für den Anwendungsbereich des EEG in Einzelfällen als kontraproduktiv, wenn aus technischer und ökonomischer Sicht größere Biomasseanlagen sinnvoll wären, im Hinblick auf den Vergütungsanspruch des EEG die Anlagen aber kleiner oder in unmittelbarer Nähe mehrfach ausgeführt werden, um die Obergrenze zu um-

gehen. Daher wird die Obergrenze für den Vergütungsanspruch aufgehoben. Die Vergütung erfolgt aber weiterhin nur bis zu einer Anlagenleistung von 20 Megawatt. Dies gilt auch für den KWK-Bonus.

Um die Wärmenutzung zu verbessern und damit die Effizienz der Biomasse-Anlagen zu steigern, wird der KWK-Bonus angehoben und für große Biomasseanlagen eine Pflicht zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung eingeführt (vgl. Abs. 3 Nr. 1).

### **Zu Absatz 2**

In Absatz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass auch Gas, das aus einem Gasnetz entnommen wird, als Biomasse gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht. Auf diese Weise soll im Sinne einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung insbesondere die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme ermöglicht werden. Da das Gasnetz als Speicher fungieren kann, ist es nicht erforderlich, dass die Entnahme des Gases gleichzeitig mit der Einspeisung an anderem Ort erfolgt. Gasnetz ist dabei nicht nur das örtliche Leitungsnetz, sondern jedes inländische Netz. Erfasst ist alles Gas aus Biomasse – etwa auch aus der Holzvergasung – und nicht nur Biogas, das bei Vergärungsprozessen anfällt.

### **Zu Absatz 3**

Der neue Absatz 3 bestimmt Anforderungen, die mit der Aufhebung der bislang geltenden 20-Megawatt-Grenze und der Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips zusammenhängen. Die Vergütungspflicht besteht nach Nummer 1 für Biomasseanlagen mit einer Leistung über 5 Megawatt nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Damit sollen die im Bereich der großen Biomasseanlagen bislang oftmals nur geringe Wärmenutzung verstärkt und die Effizienz erhöht werden. Große Biomasse-Anlagen mit ihrem erheblichen Rohstoffbedarf sollen nur dort errichtet werden, wo eine entsprechende Wärmesenke vorhanden ist. Die Wärmenutzung muss den Anforderungen der Anlage 3 entsprechen. Nummer 2 verpflichtet Anlagenbetreiber zum Führen eines Einsatzstofftagebuchs, wenn sie neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung auch sonstige Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen. Diese sonstige Biomasse umfasst Stoffe, die zwar Biomasse im Sinne der Biomasse-Definition der Richtlinie 2001/77/EG sind, nicht aber unter die Biomasseverordnung fallen, wie beispielsweise Klärschlamm. Das Einsatzstofftagebuch muss Angaben und Belege über Art, Menge und Einheit, Herkunft sowie den unteren Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe enthalten, die zum Nachweis dafür geeignet sind, welche Biomasse eingesetzt wird. Der Anteil des Stroms, der aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt worden ist, ist auf Grundlage der unteren Heizwerte der Einsatzstoffe zu ermitteln. Nur für diesen Strom besteht Anspruch auf Vergütung nach Abs. 1.

### **Zu Absatz 4**

In Absatz 4 werden die bisherigen Absätze 2, 3 und 4 des § 8 EG 2004 zusammengefasst. Nummer 1 regelt den Anspruch auf den Technologie-Bonus, Nummer 2 den Bonus für nachwachsende Rohstoffe sowie Nummer 3 den KWK-Bonus. Die einzelnen Voraussetzungen für die Boni werden in den jeweiligen Anlagen festgelegt. Die Boni nach Nummer 1 bis 3 sind – bei Vorliegen der Voraussetzungen – auch kumulierbar.



## **Zu § 28 Geothermie**

Die Vorschrift regelt die Vergütung von Strom aus Geothermie (Erdwärme). Geothermie zeichnet sich durch ein sehr hohes Potenzial, eine grundsätzlich verfügbare Technik sowie eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl aus. Die Nutzung der Geothermie für die Elektrizitätsversorgung ist von verlässlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Investoren abhängig, die mit dieser Regelung geschaffen werden.

### **Zu Absatz 1**

Absatz 1, in dem die Vergütungsstufen festgelegt werden, unterscheidet zwischen zwei Vergütungsklassen. Hintergrund sind spezifisch höhere Kosten bei kleinen Anlagen.

### **Zu Absatz 2**

In Absatz 2 wird ein Bonus für ökologisch und ökonomisch sinnvolle Wärmenutzung eingefügt. Welche Wärmenutzungen im Einzelnen erfasst sind, wird in der Anlage zu dem Gesetz geregelt. Der Bonus wird nicht von der Degression der Vergütungssätze nach Absatz 1 erfasst, sondern bleibt in gleicher Höhe bestehen.

### **Zu Absatz 3**

Absatz 3 erhöht die Grundvergütung des Absatzes 1 um 2 Cent je Kilowattstunde, wenn der Strom auch durch die Nutzung petrothermaler Systeme erzeugt wird. Diese Systeme nutzen die im Gestein gespeicherte Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR), auch Deep Heat Mining (DHM), Hot Wet Rock (HWR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Stimulated Geothermal Systems (EGS). Der umfassende Begriff ist Enhanced Geothermal Systems (EGS). Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen. Das heiße Gestein (meist Grundgebirge) wird dabei als Wärmetauscher genutzt.

## **Zu § 29 Windenergie**

Die §§ 29 bis 31 regeln die Vergütung der Stromerzeugung aus Windenergie. Der bisherige § 10 wurde systematisch neu geordnet, aber – abgesehen von einigen Anpassungen – inhaltlich weitgehend übernommen. § 29 legt dabei die allgemeinen Vergütungsvorschriften für Strom aus Windenergie fest, § 30 regelt das Repowering und § 31 die Stromerzeugung auf See. Für Windenergieanlagen ist neben den Vergütungsvorschriften auch § 6 Nr. 2 zu beachten, nach dem die Anlage bestimmte Anforderungen erfüllen muss.

### **Zu Absatz 1**

Absatz 1 legt die Grundvergütung für Strom aus Windenergie fest.

### **Zu Absatz 2**

Absatz 2 regelt die Anfangsvergütung. Im Rahmen der Anfangsvergütung wird die technikneutrale Differenzierung der Vergütungshöhen je nach Ertragskraft des Standorts fortgeschrieben, die erstmals mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305) eingeführt wurde. Unter Anfangsvergütung ist eine erhöhte Grundvergütung für die ersten Betriebsjahre einer Windenergieanlage zu verstehen, die nach Satz 1 zunächst für die ers-

ten fünf Jahre des Betriebs der Anlage anfällt sowie daran anschließend für einen Verlängerungszeitraum. Dieser Verlängerungszeitraum bestimmt sich nach dem Referenzertragsmodell nach Maßgabe der Anlage 5. Die Zeit, in der die Anfangsvergütung gezahlt wird, errechnet sich dabei aus einer Vergleichsbetrachtung mit einer Referenzanlage. Der Berechnung liegt eine Leistungskurve dieser Referenzanlage zugrunde, die gemäß den aktuellen technischen Richtlinien für Windenergieanlagen der Fördergesellschaft Windenergie (FGW), deren Sitz sich derzeit in Kiel befindet, ermittelt wird. Die Regelung der für die Bestimmung der für die Typgleichheit maßgebenden Anlagenmerkmale dient einerseits der Verhinderung von Manipulationen durch Anlagenhersteller oder -betreiber. Andererseits wird klargestellt, dass nicht jede Veränderung an der Anlage eine neue Berechnung erforderlich macht. Durch das Referenzertragsmodell wird sowohl vermieden, dass an windhöffigen Standorten eine höhere Vergütung gezahlt wird als für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist, als auch der notwendige Anreiz für die Errichtung von Windkraftanlagen an durchschnittlich windgünstigen Standorten im Binnenland geschaffen. Diese Differenzierung ist Folge der unterschiedlich langen Zeitdauer, in der die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird.

Die Anfangsvergütung erhöht sich für Windenergieanlagen, die nach Inkrafttreten dieses Gesetzes und vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden und ab Inbetriebnahme die Voraussetzungen der nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 erlassenen Verordnung erfüllen. Für einen Anspruch auf diesen Systemdienstleistungsbonus muss die Windenergieanlage demnach Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration sowie zur Befuerung einhalten.

### **Zu Absatz 3**

Absatz 3 gibt im Wesentlichen den bisherigen § 10 Abs. 4 wieder. Diese Regelung wurde vom Deutschen Bundestag in seiner Sitzung am 18. Juni 2004 im Rahmen der Annahme der Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses vom 17. Juni 2004 (Bundestags-Drucksache 15/3385) ohne nähere Begründung neu eingefügt.

Die Vorschrift lässt den Anspruch auf EEG-Vergütung bei Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung über 50 Kilowatt entfallen, wenn der Netzbetreiber vor Anschluss der Anlage den Nachweis verlangt hat, dass die Anlage am geplanten Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielen kann und der Anlagenbetreiber diesen Nachweis nicht erbracht hat. Mit der 50-Kilowatt-Grenze soll die Verbreitung der sog. Kleinwindräder gefördert werden. Nach Satz 2 muss der Nachweis nicht geführt werden, wenn durch die Anlage eine Altanlage am selben Standort oder in unmittelbarer Nähe ersetzt wird, für die der Nachweis bereits geführt wurde. Dies betrifft das Repowering.

### **Zu Absatz 4**

Absatz 4 bestimmt, auf welche Weise der Nachweis nach Abs. 3 zu führen ist und knüpft dabei an die bisherige Regelung des § 10 Abs. 4 EEG 2004 an. Das erforderliche Sachverständigen-gutachten muss der Anlagenbetreiber im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber beauftragen. Erteilt der Netzbetreiber sein Einvernehmen nicht binnen 4 Wochen nach Aufforderung des Anlagenbetreibers, bestimmt die Clearingstelle nach Anhörung der Fördergesellschaft Windenergien e.V. eine Sachverständige bzw. einen Sachverständigen. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass ein sachgerechtes, neutrales Gutachten erstellt wird.

## **Zu § 30 Windenergie Repowering**

Die Norm regelt das sog. Repowering. Dabei werden die Bedingungen für Repowering gegenüber der bisherigen Regelung des § 10 Abs. 2 verbessert, um die vorhandenen Potenziale stärker zu erschließen. Mit der Anpassung der Regelung wird gezielt ein wirtschaftlicher Anreiz zum Repowering an Standorten gesetzt, an denen ein frühzeitiges Repowering bisher wirtschaftlich frühestens nach Ablauf des Anfangsvergütungssatzes attraktiv war. Zudem wird einer Überförderung an sehr guten Standorten entgegen gewirkt, da diese nicht von der Regelung der Übertragbarkeit des Anfangsvergütungssatzes profitieren können.

### **Zu Absatz 1**

Absatz 1 enthält eine Regelung für so genannte Repowering-Anlagen, also neue Windenergieanlagen, die bereits bestehende Altanlagen ersetzen. Durch den Ersatz alter Anlagen durch neue Anlagen, die aufgrund des zwischenzeitlichen technologischen Fortschritts über eine deutlich höhere Leistung verfügen, kann der Energieertrag und die Effizienz der Windenergienutzung bei gleich bleibender und sogar sinkender Anlagenzahl erhöht werden. Zugleich können durch das Repowering alte Windenergieanlagen, die vielfach vor allem in Streulagen errichtet wurden, durch neue Anlagen in speziell für Windenergie ausgewiesenen Gebieten (durch Festlegung von Eignungsgebieten in Regionalplänen nach § 7 Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 des Raumordnungsgesetzes oder Darstellung von Konzentrationszonen in Flächennutzungsplänen nach § 35 Abs. 3 Satz 3 des Baugesetzbuchs) ersetzt werden. Hierdurch können Fehlentwicklungen der Vergangenheit beim Ausbau der Windenergie bereinigt, die gesamte Windenergie-landschaft neu gestaltet und die Akzeptanz der Windenergie insgesamt verbessert werden. Das Repowering bedarf neben den wirtschaftlichen Anreizen auch einer Unterstützung durch die Bauleit- sowie Regionalplanung. Das geltende Recht enthält hierzu bereits die notwendigen Instrumentarien. Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) erarbeitet in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) hierzu ein Konzept, das Hinweise zur planungsrechtlichen Absicherung des Repowering liefern und die Entwicklung eigener Repowering-Strategien der Planungsträger in Ländern und Kommunen unterstützen soll. Außerhalb des EEG bestehen darüber hinaus flankierend weitere Möglichkeiten zur Steigerung der Akzeptanz vor Ort. Hierfür sind alternative Befeuereungskonzepte für Windenergieanlagen denkbar, um die von der Befuerung der in der Regel über 100 Meter hohen Repowering-Windenergieanlagen ausgehenden Störungen auf die Umgebung weiter zu vermindern. Diese Konzepte werden unter Beachtung der besonderen Anforderungen der Flugsicherheit vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geprüft werden. Für eine gegebenenfalls hierfür notwendige Änderung der Flugsicherungs-ausrüstung der Luftfahrzeuge steht bereits mit § 32 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 des Luftverkehrsgesetzes eine hinreichende Verordnungsermächtigung zur Verfügung.

Die Regelung gilt für alle Anlagen, die eine oder mehrere Altanlagen (Mindestalter: 10 Betriebsjahre) im selben oder in einem angrenzenden Landkreis ersetzen. Landkreisen stehen dabei auch die (in einigen Bundesländern so bezeichneten) Kreise und kreisfreien Städte gleich. Ersetzen der Anlage bedeutet entsprechend dem allgemeinen Sprachgebrauch, dass die Altanlage abgebaut und nicht im selben oder angrenzenden Landkreis wieder aufgebaut wird; eine anderweitige Verwendungsmöglichkeit der Altanlage außerhalb der jeweiligen Landkreise wird hierdurch nicht ausgeschlossen. Auch eine Verschrottung der Altanlage wird nicht gefordert. Ausgeschlossen ist aber eine weitere Vergütung der abgebauten Altanlage nach EEG, soweit eine Übertragung der Vergütungssätze der Altanlage auf die Neuanlage erfolgt

ist. Die Inbetriebnahme der Neuanlage darf dabei nicht mehr als zwölf Monate nach dem Abbau der Altanlage(n) erfolgen.

Der Energieertrag der alten und der neuen Anlage müssen sich in einem angemessenen Verhältnis befinden. Um eine spürbare Leistungssteigerung durch das Repowering zu bewirken, muss mindestens eine Leistungssteigerung auf den zweifachen Wert erreicht werden. Um andererseits Mitnahmeeffekte auszuschließen, darf die Leistungssteigerung nicht mehr als den fünffachen Wert betragen. Sofern dieser Korridor der Leistungssteigerung vom zwei- bis fünffachen Wert nicht durch den Ersatz einer Altanlage erreicht werden kann, müssen mehrere Altanlagen abgebaut werden, um diese Anforderungen zu erfüllen.

Die Vergütung der Repowering-Anlage setzt sich aus der Rest-Vergütung der Altanlage(n) und der einer Neuanlage zustehenden Vergütung nach § 29 zusammen. Die Vergütungsdauer richtet sich auch für die Repowering-Anlagen nach § 21 Abs. 2 und beträgt damit 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Um einen wirtschaftlichen Anreiz für das Repowering zu setzen, sieht die Regelung vor, dass zunächst der Anfangsvergütungssatz, der der ersetzten Altanlage nach dem EEG am Altstandort noch zustehen würde, auf die neu installierte Anlage übertragen wird. Die Übertragbarkeit gilt sowohl für die Höhe als auch für die verbliebene Laufzeit des Anfangsvergütungssatzes der Altanlage am konkreten Standort. Nach Ablauf dieses Zeitraums steht der Repowering-Anlage die Anfangsvergütung zu, die die Neuanlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme erhalten hätte; es ist also § 29 Abs. 2 maßgeblich. Dabei wird die Dauer der übertragenen Anfangsvergütung der Altanlage auf die Neuanlage nicht angerechnet. Soweit die 20-jährige Vergütungsdauer noch nicht abgelaufen ist, erhält die Repowering-Anlage anschließend der Höhe nach die Grundvergütung der Altanlagen. Die Grundvergütung wird so lange übertragen, wie die Altanlagen diese Grundvergütung noch erhalten hätten. Gegebenenfalls kann die Repowering-Anlage anschließend noch die Grundvergütung nach § 29 Abs. 1 beanspruchen.

### **Zu Absatz 2**

Absatz 2 bestimmt die Berechnung der zu übertragenden Anfangsvergütung und Vergütungsdauer bei mehreren ersetzten Anlagen. Beim Abbau mehrerer Altanlagen berechnen sich der zu übertragende Anfangsvergütungssatz sowie die Laufzeit nach den nachfolgenden Formeln:

X - Höhe des übertragbaren Vergütungssatzes [ct/kWh] der Altanlagen, die sich aus dem arithmetischen Mittel der verschiedenen Vergütungssätze  $x_{Alt\ n}$  der abgebauten Altanlagen berechnet.

Y - Laufzeit des übertragbaren Vergütungssatzes [Monate] der Altanlagen, die sich aus dem arithmetischen Mittel der verschiedenen Laufzeiten  $y_{Alt\ n}$  der abgebauten Altanlagen berechnet.

$$X = (x_{Alt\ 1} + \dots + x_{Alt\ n})/n$$

$$Y = (y_{Alt\ 1} + \dots + y_{Alt\ n})/n$$

### **Zu § 31 Windenergie Offshore**

Die Vorschrift enthält eine Sonderregelung für die Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen auf See. Die Norm knüpft an den bisherigen § 10 Abs. 3 und 7 an und verbessert die

wirtschaftlichen Bedingungen für Offshore-Anlagen. Bislang ist die Windenergienutzung auf See aus wirtschaftlichen Gründen in Deutschland nicht realisiert worden. Durch das Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes haben sich neue Rahmenbedingungen ergeben, die allerdings lediglich für einige wenige küstennahe Projekte, nicht aber für die Schwerpunktgebiete der deutschen Offshore-Windenergie-Entwicklung ausreichend sind. Kostenreduktionen können dabei erst dann erreicht werden, wenn Erfahrungen mit der Technologie in Deutschland vorliegen und Serienproduktionen für Fundamente und die eingesetzten Windenergieanlagen aufgebaut werden.

Offshore-Anlagen werden in § 3 Nr. 9 näher bestimmt. Danach sind Offshore-Anlagen Windenergieanlagen, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden sind. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 "Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer", Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 "Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer", Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375.000 dargestellte Küstenlinie des deutschen Festlandes. Diese Definition entspricht dem bisherigen § 10 Abs. 3 Satz 1 und 2.

### **Zu Absatz 1**

Absatz 1 legt die Grundvergütung für Strom aus Offshore-Anlagen fest.

### **Zu Absatz 2**

Absatz 2 regelt die Anfangsvergütung für die ersten zwölf Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage. Die Verlängerung der Anfangsvergütung nach Satz 3 trägt den beiden wesentlichen Kostenfaktoren Rechnung und gewährleistet so eine an den tatsächlichen Kosten orientierte Vergütung. Die Ermittlung der Wassertiefe erfolgt grundsätzlich nach der technischen Richtlinie „IHO Standards for Hydrographic Surveys“ der International Hydrographic Organization, 4th Edition, April 1998, veröffentlicht vom International Hydrographic Bureau in Monaco. Eine erste Abschätzung über den Vergütungszeitraum kann durch Interpolation auf der Grundlage vorhandener Daten (Seekarten) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erlangt werden. Die genaue Ermittlung des Zeitraums für eine mögliche Verlängerung des erhöhten Vergütungssatzes ist erst nach Ablauf des Zwölfjahreszeitraums erforderlich. Dieser Zeitraum soll genutzt werden, um die erforderlichen Messungen vorzunehmen. Den Anlagenbetreibern ist es unbenommen, unter Beachtung des Stands von Wissenschaft und Technik eigenständig Messungen durchführen zu lassen. Für Strom aus Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Anfangsvergütung um 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Mit dieser Regelung soll ein früher Inbetriebnahmezeitpunkt belohnt und damit verbundene Anfangsschwierigkeiten ausgeglichen werden.

### **Zu Absatz 3**

Die Regelung des Absatzes 3 entspricht dem bislang geltenden § 10 Abs. 7 und dient dem Ausschluss der Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31.12.2004 in einem Gebiet von gemeinschaftlicher Bedeutung oder einem Vogelschutzgebiet im Meer errichtet worden sind. Der angestrebte Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird damit auf naturschutzfachlich unbedenkliche Flächen kanalisiert. Naturschutzfachlicher Maßstab sind hierfür die europäischen Richtlinien zum Aufbau des Netzes Natura 2000. Dabei handelt es sich um die so genannte FFH-Richtlinie 92/43/EWG sowie um die Vogelschutzrichtlinie 79/409/EWG. In der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone werden sowohl die Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung als auch die Vogelschutzgebiete nach § 38 Abs. 3 des Bundesnaturschutzgesetzes durch Rechtsverordnung des Bundesministeriums

für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu geschützten Teilen von Natur und Landschaft erklärt. Im Küstenmeer ist es dagegen Aufgabe der Länder, Flächen nach dem jeweiligen Landesrecht unter Schutz zu stellen. Die Übergangsregelung in Satz 2 ist erforderlich, um den zu erwartenden längeren Zeitraum vor Erlass der Rechtsverordnungen zu erfassen, der notwendig sein wird, um die Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung und die Vogelschutzgebiete zu geschützten Teilen von Natur und Landschaft zu erklären. Dies betrifft in erster Linie die FFH-Gebiete, für die vor der nationalen Unterschutzstellung eine Eintragung in die europäische Gemeinschaftsliste erfolgen muss. Der Anwendungsbereich der Regelung in Satz 1 würde ansonsten für eine längere Zeit aufgrund einer fehlenden abschließenden Festsetzung leer laufen.

### **Zu § 32 Solare Strahlungsenergie**

Die Vorschrift regelt die Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie. Sie entspricht mit kleineren Anpassungen dem § 11 Abs. 1, 3 und 4 des bisher geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

In der direkten Nutzung der solaren Strahlungsenergie steckt langfristig betrachtet auch für Deutschland ein großes Potenzial für eine klimaschonende Energieversorgung. Der stromwirtschaftliche Wert ist besonders hoch, da der Strom aus solarer Strahlungsenergie überwiegend in den Zeiten der höchsten Tagesspitzenlast produziert wird. Diese Energiequelle ist gleichzeitig technisch anspruchsvoll und wird in der Zukunft eine erhebliche wirtschaftliche Bedeutung erlangen. Der vergleichsweise hohe Vergütungssatz ist dadurch gerechtfertigt, dass die betreffenden Technologien relativ jung sind und die erforderliche Marktdynamik erst langsam in Gang kommt. Diesem Vergütungssatz steht eine jährliche Vergütungsdegression gegenüber, die deutlich höher ist als bei den anderen vom EEG erfassten Erneuerbaren Energien. Die Vergütung dient der industriellen und gewerblichen Mobilisierung der Techniken zur Umwandlung solarer Strahlungsenergie in ihren verschiedenen Anwendungen.

Die Erfahrungen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz haben gezeigt, dass der eingeschlagene Weg erfolgreich ist. Seit 2000 konnten die Kosten für Fotovoltaikanlagen erheblich gesenkt werden (vgl. auch Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum EEG). Die vom EEG induzierten Skaleneffekte werden in Zukunft voraussichtlich weiter zu deutlich sinkenden Produktions- und damit auch Stromgestehungskosten führen, so dass diese Vergütungssätze noch stärker sinken können als in der bisher geltenden Fassung des EEG angelegt. Dieser Entwicklung wird neben der realen Senkung der Vergütungshöhe infolge der Inflation durch die Festlegung einer degressiv sinkenden Vergütung im Gesetz Rechnung getragen.

#### **Absatz 1**

Absatz 1 regelt den Grundvergütungssatz, der dann uneingeschränkt gilt, wenn nicht Absatz 2 oder § 33 eingreifen.

#### **Absatz 2**

Absatz 2 enthält eine Ausnahme von der Grundregelung des Absatzes 1 für Anlagen, die nicht an oder auf einer (anderen) baulichen Anlage angebracht sind.

Die Einschränkungen des Absatzes 2 finden keine Anwendung, wenn die Anlage an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken errichtet worden ist.

Dabei kommt es nicht darauf an, ob die bauliche Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme tatsächlich gerade entsprechend der Funktion ihres abstrakten, rechtlich qualifizierten Nutzungszwecks (etwa Wohngebäude, Betriebsgebäude, Mülldeponie) genutzt wird. Eine vor oder nach Inbetriebnahme der Anlage tatsächlich erfolgte Aufgabe der ursprünglichen anderweitigen Hauptnutzung bleibt also bedeutungslos.

Zu beachten ist, dass § 33 eine Sonderregelung für Anlagen an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden enthält. Anders als bei Absatz 2 findet dort keine Prüfung des Nutzungszwecks statt.

Bauliche Anlagen werden gemeinhin als jede mit dem Erdboden verbundene, aus Bauteilen und Baustoffen hergestellte Anlage begriffen. Diese Differenzierung entspricht dem Verständnis der Musterbauordnung und der Landesbauordnungen. In Folge dessen ist zwischen unterschiedlichen Vergütungssätzen für Anlagen an/auf Gebäuden und an/auf sonstigen baulichen Anlagen (etwa Straßen, Stellplätze, Deponieflächen, Aufschüttungen, Lager- und Abstellplätze) zu unterscheiden.

Die Anforderungen des Absatzes 2 sollen sowohl den Bedürfnissen der Solarindustrie gerecht werden als auch eine bessere Steuerung der Auswahl der unbebauten Flächen zur Errichtung von Freilandanlagen ermöglichen. Der grundsätzliche Vorrang der Nutzung von Dachflächen gegenüber der Freiflächennutzung soll allerdings durch die Differenzierung der Vergütungen in den §§ 32 und 33 weiterhin erreicht werden.

In Absatz 2 ist die zeitliche Befristung der Regelung für Freiflächenanlagen verankert. Eine kürzere Befristung als bis zum 31. Dezember 2014 ist nicht möglich, da sich dann die notwendigen Investitionen wegen der zu stark eingeschränkten Absatzmöglichkeiten voraussichtlich nicht amortisieren könnten und so wahrscheinlich nicht getätigt würden. Der gewählte Zeitraum ermöglicht es, die gewünschten Entwicklungen anzustoßen. Ferner besteht nur für solche Anlagen ein Anspruch, die im Bereich eines Bebauungsplanes im Sinne des § 30 BauGB oder auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 BauGB durchgeführt worden ist. Hiermit soll sichergestellt werden, dass ökologisch sensible Flächen nicht überbaut werden und eine möglichst große Akzeptanz in der Bevölkerung vor Ort erreicht werden kann. Nummer 2 knüpft nunmehr richtigerweise an die Errichtung der Anlage und nicht mehr an deren Inbetriebnahme an, da die Begriffbestimmung des § 3 Nr. 5 an dieser Stelle nicht sinnvoll ist. Eine inhaltliche Änderung ist damit nicht verbunden.

Das Planungserfordernis ermöglicht es der Bevölkerung, einerseits im Rahmen der Satzungsentscheidung der zuständigen Gebietskörperschaft über ihre gewählten Gemeinde- oder Stadträte und andererseits durch die vorgeschriebene Bürgerbeteiligung Einfluss zu nehmen. So kann die jeweilige Gemeinde die Gebiete bestimmen, auf denen die Anlagen errichtet werden sollen.

### **Absatz 3**

Für Strom aus Anlagen im Sinne des Absatzes 2 Nr. 1, die im Geltungsbereich von Bebauungsplänen errichtet werden, die schon vor dem 1. September 2003 in Kraft traten, besteht ein Vergütungsanspruch.

Demgegenüber enthält die Regelung für Anlagen im Geltungsbereich von Bebauungsplänen, die nach dem 1. September 2003 aufgestellt oder geändert werden, eine Einschränkung. Hier besteht ein Vergütungsanspruch nur für Strom aus Anlagen auf solchen Flächen, die bereits versiegelt sind, auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung oder

auf Grünflächen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans in den die vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt und in Grünlandflächen umgewandelt worden sind. Dabei muss die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nicht ausschließlicher Zweck der Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans und der Flächennutzung sein.

Eine Versiegelung liegt bei einer Oberflächenabdichtung des Bodens vor. Hierdurch werden die in § 2 Abs. 2 Nr. 1 lit. b) und c) des Bundesbodenschutzgesetzes genannten Bodenfunktionen (Funktionen als Bestandteil des Naturhaushalts, insbesondere mit seinen Wasser- und Nährstoffkreisläufen, sowie als Abbau-, Ausgleichs- und Aufbaumedium für stoffliche Einwirkungen auf Grund der Filter-, Puffer- und Stoffumwandlungseigenschaften, insbesondere auch zum Schutz des Grundwassers) dauerhaft beeinträchtigt. Vor allem bauliche Anlagen erfüllen das Kriterium der Versiegelung. Daher wird auch Strom aus Anlagen an Straßen, Stellplätzen, Deponieflächen, Aufschüttungen, Lager- und Abstellplätzen und Ähnlichem vergütet.

Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung sind solche, die vor Errichtung der Anlage für mehrere Jahre für militärische oder wirtschaftliche Zwecke genutzt wurden. Eine landwirtschaftliche Nutzung ist keine wirtschaftliche Nutzung im Sinne dieser Regelung. Dabei handelt es sich nur noch dann um eine Konversionsfläche, wenn die Auswirkungen dieser Nutzungsarten noch fortwirken. Eine lang zurückliegende Nutzung, die keine Auswirkung mehr auf den Zustand der Flächen hat, ist also nicht ausreichend. Zu Konversionsflächen können beispielsweise Abraumhalden, ehemalige Tagebaugebiete, Truppenübungsplätze und Munitionsdepots zählen. Die Vorschriften des Bundesbodenschutzgesetzes und anderer Gesetze, die Anforderungen an die Wiederherstellung der Bodenqualität stellen und dem Schutz des Grundwassers dienen, bleiben unberührt.

Vergütet wird zudem Strom aus solchen Anlagen, die auf Flächen errichtet werden, die zum Zweck der Errichtung dieser Anlagen aus Ackerlandflächen in Grünland umgewandelt worden sind. Damit wird die Beeinträchtigung von Natur und Landschaft möglichst gering gehalten. Der Begriff der Grünfläche ist untechnisch und unabhängig von § 32 BauGB zu verstehen. Eine Versiegelung der Fläche erfolgt durch die Installation aufgeständerter Solarmodule nicht. Sie ist z.B. als Weidefläche weiter eingeschränkt nutzbar. Die Umwandlung in Grünland trägt zur Verminderung der Bodenerosion und der Verbesserung der Aufnahmefähigkeit von Niederschlagswasser bei. Es muss vor der Inbetriebnahme eine tatsächliche Nutzung als Ackerland vorgelegen haben. Nicht ausreichend ist, wenn Grünland kurzfristig in Ackerland umgewandelt wurde. Von einer tatsächlichen Nutzung kann ausgegangen werden, wenn in den letzten drei Jahren ein aktiver Feldbau betrieben wurde. Ein aktiver Feldbau ist gegeben, wenn die betreffende Fläche zur Gewinnung von Feldfrüchten genutzt wird; wird Ackerland vorübergehend oder dauerhaft stillgelegt, ohne dass auf ihm Feldfrüchte gewonnen werden, liegt während dieser Zeit kein aktiver Feldbau vor.

Die Regelungen über die Berücksichtigung von Umweltbelangen im Rahmen der bei der Planaufstellung zu prüfenden Umweltbelange nach § 1a BauGB (u.a. Eingriffsregelung nach dem Bundesnaturschutzgesetz) bleiben unberührt.



## **Zu § 33 Solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden**

### **Absatz 1**

Absatz 1 bestimmt den Vergütungssatz für Anlagen an oder auf Gebäuden und Lärmschutzwänden. Die Sätze sind dabei nach Anlagengrößen gestaffelt. Die Photovoltaikanlagen sowie die dazu gehörenden Befestigungen der Anlagen, wie z.B. Halterungen, Aufständering oder Fundamente, müssen in der Weise an oder auf einem Gebäude angebracht worden sein, dass ausschließlich das Gebäude das Gewicht dieser technischen Einrichtungen trägt und damit für die Photovoltaikanlage die Baulast tragende Funktion übernimmt.

### **Absatz 2**

Nach Absatz 2 erhalten gebäudeintegrierte Fassadenanlagen einen weiteren Bonus, der sich einerseits durch die höheren Stromgestehungskosten und andererseits durch die Intention rechtfertigt, einen Anreiz zur Nutzung des insoweit besonders großen Potenzials zu setzen. Missbrauch soll dadurch vorgebeugt werden, dass vorausgesetzt wird, dass die Anlagen wesentlicher Bestandteil des Gebäudes im Sinne des Bürgerlichen Gesetzbuchs sind. Dies ist immer dann der Fall, wenn die Anlage eine Funktion für das Gebäude übernimmt, die ansonsten anderweitig gewährleistet werden müsste. So fallen Fassadenelemente, die anstelle einer andersartigen Verkleidung den Abschluss der Gebäudehülle bilden ebenso unter die Regelung, wie aktive oder passive Verschattungselemente, selbst wenn diese nicht senkrecht sondern in einer Schräge zur Wand montiert sind.

### **Absatz 3**

Der Anspruch auf Vergütung für selbst genutzten Strom ist neu in das EEG aufgenommen worden und soll einen Anreiz setzen, Strom aus Erneuerbaren Energien selbst dezentral zu verbrauchen.

Statt den erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen und im Gegenzug anderen Strom zum Eigenverbrauch aus dem Netz zu entnehmen, wie es heute häufig geschieht, soll eine Eigenenergieversorgung erfolgen. Die Vergütung für selbst genutzten Strom liegt 18 Cent niedriger als die in Absatz 1 und 2 für Anlagen mit einer installierten Leistung von 30 Kilowatt vorgesehene Vergütung. Grund für die niedrigere Vergütung bei einem Eigenverbrauch ist, dass der Durchschnittspreis für Endkunden nach Angaben des BDEW bei ca. 20 Cent pro Kilowattstunde liegt. Die Kosten, die der Kunde hätte, wenn er den Strom einkaufen würde, müssen bei einer Vergütung von selbst genutztem Strom abgezogen werden. Dies vermeidet übermäßige Gewinne für den Anlagenbetreiber und Kosten für die Stromverbraucher. Dadurch, dass bei der Eigennutzung von Strom letztlich ein geringerer Preis anfällt (da von der Vergütung nur 18 Cent und nicht die üblichen Kosten in Höhe von 20 Cent abgezogen werden), soll ein Anreiz für die Eigennutzung geschaffen werden.

### **Absatz 4**

Die Definition des Gebäudes in Absatz 3 ist im Wesentlichen der Musterbauordnung entnommen. Sie ist dabei im Hinblick auf Sinn und Zweck der Regelung weit zu verstehen, so dass insbesondere auch so genannte Carports oder Überdachungen von Tankstellen vom Gebäudebegriff erfasst sind.

## **Teil 4 Ausgleichsmechanismus**

### **Abschnitt 1 Bundesweiter Ausgleich**

Die Regelungen zum vierstufigen bundesweiten Ausgleich der Strom- und Vergütungssummen entsprechen – von wenigen Ausnahmen abgesehen – inhaltlich den bislang geltenden Regelungen. Eine Weiterentwicklung, um Strom aus Erneuerbaren Energien und den sonstigen Energiemarkt zusammenzuführen, soll behutsam im Zuge von Verordnungen erfolgen.

Auf der ersten Stufe wird der Anschluss der Stromerzeugungsanlage an das nächstgelegene geeignete Netz und die Vergütungspflicht für den abgenommenen Strom geregelt.

Die zweite Stufe normiert die Abnahme und Vergütung des Stroms durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Soweit bereits das Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, ein Übertragungsnetz ist, existiert kein weiteres vorgelagertes Übertragungsnetz. In diesem Fall ist die zweite Stufe daher gegenstandslos.

Die dritte Stufe sorgt für einen bundesweit gleichmäßigen Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und der geleisteten Vergütungszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern. Das Gesetz knüpft für den Ausgleich an die Übertragungsnetzbetreiber an, weil es sich bei diesen um eine kleine und überschaubare Anzahl von Akteuren handelt, die auch in der Lage sind, die mit dem Ausgleich verbundenen Transaktionen ohne Weiteres abzuwickeln und sich gegenseitig zu kontrollieren. Nach Abschluss des Ausgleichs sind alle Übertragungsnetzbetreiber im Besitz eines prozentual gleichen Anteils – bezogen auf die durch ihre Netze geleiteten Strommengen – von nach diesem Gesetz zu vergütenden Strom.

Auf der vierten Stufe wird ein weiterer Schritt vollzogen. Die bei den Übertragungsnetzbetreibern angelangten Strommengen werden gleichmäßig – bezogen auf die von Stromlieferanten im Gebiet des jeweils regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers gelieferten Strommengen – weiterverteilt und sind von diesen mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz zu bezahlen, bei dessen Berechnung die vermiedenen Netznutzungsentgelte abzuziehen sind. Dabei werden zunächst die vorläufig weitergereichten Strommengen möglichst genau unter Zugrundelegung der erwarteten Energiemengen und Durchschnittsvergütungen weitergegeben und zusätzlich später ein genauer Ausgleich geschaffen. Im Ergebnis werden so alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom liefern, zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet. Diese vierte Stufe führt zu einer dem Prinzip der Entflechtung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen ideal entsprechenden Verpflichtung der Stromlieferanten als Verursacher einer klima- und umweltgefährdenden Energieerzeugung. Die gleichmäßige Verteilung der Strommengen und damit der Vergütungen dient dabei auch dem Verbraucherschutz, da eine Ungleichbehandlung oder eine übermäßige Abwälzung vermieden wird.

#### **Zu § 34 Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber**

Die Vorschrift verpflichtet die Netzbetreiber, den Strom, den sie nach den Vorschriften des Gesetzes abgenommen und vergütet haben, an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben. Eine Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber ist im Falle des § 33 Abs. 3 ausnahmsweise entbehrlich. Der Begriff der Weitergabe wird synonym mit den

Begriffen „Durchleitung“, „Weiterleitung“ und „Verteilung“ verwendet. Die Weitergabe muss nicht notwendig physikalisch, sondern kann auch bilanziell erfolgen.

Es ist mit den Vorschriften des Gesetzes in Zukunft damit nicht mehr vereinbar, den Strom an Dritte zu veräußern. Auf diese Weise soll dem Grundsatz der Trennung von Erzeugung, Netz und Betrieb besser Rechnung getragen und Missbrauch ausgeschlossen werden.

## **Zu § 35 Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber**

### **Absatz 1**

Absatz 1 entspricht § 5 Abs. 2 Satz 1 der bisherigen Fassung. Er regelt die Vergütungspflicht des abnahmepflichtigen vorgelagerten Netzbetreibers für den aufgenommenen Strom. Danach wird der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, dem Netzbetreiber die Strommenge entsprechend den Vergütungsvorschriften zu vergüten, die er von dem Netzbetreiber nach § 34 abgenommen hat. Die Abnahmepflicht ergibt sich dabei bereits aus § 8 Abs. 1.

### **Absatz 2**

Der Zahlungsanspruch des Netzbetreibers gegen den abnahmepflichtigen vorgelagerten Netzbetreiber wird nach Absatz 2 Satz 1 (bisher § 5 Abs. 2 Satz 2) um die aufgrund der Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte vermindert. Die Ergänzung trägt dem Umstand Rechnung, dass durch die dezentrale Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien Kosten für den Energietransport eingespart werden können. Der dem aufnehmenden Netzbetreiber auf diese Weise entstehende finanzielle Vorteil muss beim Ausgleichsmechanismus berücksichtigt werden, so dass er nur einen um die Summe der Ersparnisse reduzierten Betrag vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber verlangen kann. Die Höhe der Einsparungen (vermiedene Kosten) bestimmt sich nach § 18 Abs. 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung.

Nach Satz 2 gilt § 8 Abs. 3 Nr. 2 entsprechend. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass in dem Fall, in dem im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben und daher der nächstgelegene Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet wird, ebenfalls ein Abzug vermiedener Netzentgelte zu erfolgen hat.

## **Zu § 36 Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern**

Die Regelung entspricht § 14 Abs. 1 und 2 des bislang geltenden EEG.

### **Absatz 1**

Absatz 1 normiert die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, den unterschiedlichen Umfang der nach den Vorschriften des Gesetzes vergüteten Strommengen nach Maßgabe des Gesetzes untereinander auszugleichen.

Die Grundstruktur des gestuften Abnahme- und Vergütungssystems bleibt erhalten.

Einbezogen sind auch künftig nur diejenigen Strommengen, die nach den Vorschriften des Gesetzes sowohl abgenommen als auch vergütet werden müssen. Der aufgrund der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG in den Anwendungsbereich des Gesetzes einzubeziehende

sonstige Strom, für den lediglich eine Verpflichtung zu Abnahme und Verteilung besteht, ist nicht Teil dieses Ausgleichsverfahrens. Für eine Einbeziehung besteht keine Notwendigkeit, da es Aufgabe der Betreiber dieser Anlagen bleibt, sich selbst einen Abnehmer für ihren Strom zu suchen. Eine Vergütungspflicht seitens des Netzbetreibers besteht insoweit nicht. Da auch die Kostentragungslast für den Anschluss und die Möglichkeit der Weitergabe dort entstehender Kosten geregelt ist, entstehen für die Netzbetreiber keine auszugleichenden weiteren Kosten. Aufgrund dieser Trennung ist Anknüpfungspunkt für die Bestimmung der auszugleichenden Mengen weiterhin nur die nach den Vorschriften des Gesetzes zu vergütende Strommenge.

Um den Ausgleich zu ermöglichen, sind die Netzbetreiber zur Ermittlung des aufgenommenen Stroms und der dafür gezahlten Beträge verpflichtet. Sie sind weiterhin verpflichtet, auch den zeitlichen Verlauf der Aufnahme festzustellen. Der Verlauf der Aufnahme des Stromes kann durch Stichprobenaufzeichnungen, Hochrechnungen, Summenaufzeichnungen z.B. von Windparks, Auswertung von Solarstrahlungsmesswerten oder andere Näherungsverfahren erfolgen. Sofern dies nicht ausreichend ist, trifft den Netzbetreiber die Pflicht, eine Profilmessung vorzunehmen und die dafür anfallenden Kosten selbst zu tragen.

Die Regelung enthält weiterhin die Vorstufe in das Ausgleichssystem, die den Ausgleich durch die gleichmäßige Verteilung der Einspeisungen auf alle Regelzonen verbessert und dadurch auch die Kosten des bundesweiten Ausgleichs reduzieren sowie unterschiedlich hohe regionale Aufwendungen verhindern soll. Danach ist der Ausgleich nicht nur im Nachhinein vorzunehmen, sondern hat unverzüglich, d.h. ohne schuldhaftes Zögern, zu erfolgen. Neben der vorläufigen Weitergabe bleibt die nachgelagerte genaue Endabrechnung nach Absatz 2 und 3 erforderlich.

#### **Absatz 2**

Die Regelung entspricht weitgehend der bislang geltenden Fassung. Die Frist entspricht den Bedürfnissen der Energiewirtschaft. Diesem Datum gehen Pflichten der anderen Beteiligten voraus, so dass die Informationen in einem zeitlich geordneten Verfahren gesammelt und ausgewertet werden können. Auch weiterhin sind alle Strommengen zu berücksichtigen, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit regelverantwortlichem Übertragungsnetzbetreiber an Letztverbraucher geliefert haben. Als Strom der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher weitergegeben wird, gilt nach auch solcher der im Sinne des § 37 Abs. 6 von sonstigen Dritten an Letztverbraucher geliefert wird.

#### **Absatz 3**

Absatz 3 entspricht § 14 Abs. 2 Satz 2 alter Fassung und regelt die gegenseitigen Ausgleichsansprüche.

#### **Absatz 4**

Absatz 4 stellt klar, dass die Übertragungsnetzbetreiber – von den für die Erfüllung ihrer Verpflichtungen nach § 41 notwendigen Aktivitäten abgesehen – keine Arbitrage- oder sonstige Geschäfte durchführen dürfen.

Es ist mit den Vorschriften des Gesetzes in Zukunft somit nicht mehr vereinbar, den Strom jenseits des § 41 an Dritte zu veräußern. Auf diese Weise sollen dem Grundsatz der Trennung von Erzeugung, Netz und Betrieb besser Rechnung getragen und Missbrauch ausgeschlossen werden.

## **Zu § 37 Weitergabe an die Lieferanten**

### **Absatz 1**

Absatz 1 entspricht dem § 14 Abs. 3 EEG 2004 und normiert die vierte Stufe der bundesweiten Ausgleichsregelung.

Die Weitergabe muss nach Maßgabe eines der tatsächlichen Einspeisung des berücksichtigungsfähigen Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas entsprechenden Profils erfolgen. Diese Regelung soll zur Vermeidung unnötiger Regelergiekosten beitragen. Um Planungssicherheit für Übertragungsnetzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu ermöglichen, muss das Profil rechtzeitig bekannt gegeben werden. Welcher Zeitraum hierfür erforderlich ist, richtet sich auch nach den Bedürfnissen der aufnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen und den Möglichkeiten, kurzfristig die benötigte Ausgleichsenergie zu erhalten. Da derzeit gerade bei kleineren Stadtwerken nicht immer Möglichkeiten vorhanden sind, auch in kürzester Frist die benötigte Differenzenergie zu beschaffen, und auch die Börse noch keine ausreichenden Mengen zur Verfügung stellen kann, ist es derzeit nicht ausreichend, wenn das Profil lediglich einige Tage im Voraus bekannt gegeben wird. Vielmehr wird nach Treu und Glauben eine so frühzeitige Bekanntgabe (ggf. Monate im Voraus) erforderlich sein, dass ein geordneter Einbau des EEG-Stroms in die Planung des Elektrizitätsversorgers möglich ist. Derzeit kann die von der Stromwirtschaft gefundene Lösung als gesetzeskonform gelten.

Satz 2 entspricht § 14 Abs. 3 Satz 2 der bislang geltenden Fassung. Die Abnahmepflicht trifft nicht solche Elektrizitätsversorgungsunternehmen, deren an ihre Letztverbraucher gelieferter Strom zu mindestens zu 50 Prozent nach diesem Gesetz vergütet wurde oder hätte werden können. Nicht berücksichtigt werden solche Strommengen aus Erneuerbaren Energien und Grubengas, die nicht unter die Vergütungsvorschriften fallen.

### **Absatz 2**

Die Regelung entspricht § 14 Abs. 3 Satz 3 und 4 des bisher geltenden Rechts und regelt die Berechnung des abzunehmenden Anteils.

### **Absatz 3**

Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 14 Abs. 3 Satz 5 und regelt die Berechnung der von dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu entrichtenden Vergütung.

### **Absatz 4**

Die Regelung entspricht § 14 Abs. 3 Satz 6 und 7 des bisher geltenden Rechts. Er regelt den Ausgleich von zu viel oder zu wenig gelieferten „EEG-Mengen“ zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

### **Absatz 5**

Absatz 5 entspricht § 14 Abs. 3 Satz 8 des bisher geltenden Rechts. Er regelt, um dem Missbrauch marktbeherrschender Stellungen vorzubeugen, dass Strom, der nach Absatz 1 abgenommen worden ist, nicht unter Preis verkauft werden darf.

## **Absatz 6**

Absatz 6 entspricht der bisherigen Regelung des § 14 Abs. 7. Er soll eine Umgehung der Kostentragungspflicht durch Ausschaltung einer Belieferung durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, insbesondere durch den unmittelbaren Import dieses Stroms aus dem Ausland, verhindern. Eine solche Praxis widerspricht der gesetzgeberischen Absicht, die Kosten des Gesetzes möglichst verursachergerecht auf alle Stromabnehmer zu verteilen.

Die Regelung legt u.a. fest, dass Letztverbraucher, die Strom aufgrund eines Stromlieferungsvertrages, der eine Stromlieferung aus dem Ausland in den Geltungsbereich dieses Gesetzes vorsieht, von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder einer dritten Person beziehen, Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich stehen und damit genau wie diese EEG-Strom abnehmen müssen.

Beliefert ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Letztverbraucher innerhalb des Geltungsbereichs dieses Gesetzes, jedoch unter Inanspruchnahme eines ausländischen Übertragungsnetzes, besteht die Abnahme- und Vergütungspflicht des Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach den Absätzen 1 bis 3 gegenüber dem nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber. In diesem Fall hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen sicher zu stellen, dass es seiner Abnahme- und Vergütungspflicht nachkommt.

## **Zu § 38 Nachträgliche Korrekturen**

Die Regelung, die auf dem bisherigen § 14 Abs. 4 aufbaut, ermöglicht es den Übertragungsnetzbetreibern, solche Strommengen, die in vorangegangenen Jahren wegen Streitbefangenheit nicht in den Ausgleichsmechanismus eingestellt werden konnten, nach rechtskräftiger Entscheidung in der Hauptsache im nächsten Abrechnungszeitraum zu berücksichtigen. In Zukunft ist dies über die bislang geltende Fassung hinaus auch möglich, wenn ein anderer vollstreckbarer Titel – als das früher allein zulässige Urteil - existiert. Diese Regelung gibt den Netzbetreibern die Möglichkeit, auch ohne Gerichtsverfahren einvernehmlich Korrekturen herbeizuführen. Die Begrenzung auf vollstreckbare Titel stellt sicher, dass unnötige und wiederholte Korrekturen, die auf dem gleichen Sachverhalt beruhen, unterbleiben. So kann der Aufwand für die Beteiligten minimiert werden.

## **Zu § 39 Abschlagszahlungen**

Die Vorschrift entspricht dem bisherigen § 14 Abs. 5.

## **Abschnitt 2 Besondere Ausgleichregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen**

Die Regelungen ermächtigen das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), den Anteil der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen abzunehmenden Strommenge zu begrenzen, den die Elektrizitätsversorgungsunternehmen anteilig an letztverbrauchende Un-

ternehmen (als kleinste rechtlich selbständige Einheit) des produzierenden Gewerbes oder an Schienenbahnen weitergeben dürfen. Auf diese Weise sollen die bei diesen Unternehmen durch dieses Gesetz anfallenden Kosten reduziert werden.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind als Verursacher einer klima- und umweltschädlichen Energieerzeugung verpflichtet, von den Übertragungsnetzbetreibern anteilig Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas, den diese nach diesem Gesetz abnehmen, vergüten und mit den anderen Netzbetreibern ausgleichen, abzunehmen sowie mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittssatz zu vergüten. Im Ergebnis werden so alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet.

Das EEG regelt nicht, wie die Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit der abgenommenen und vergüteten Strommenge aus Erneuerbaren Energien zu verfahren haben. Es stellt ihnen vielmehr frei, diese Strommenge an die von ihnen belieferten Letztverbraucher als Anteil des gesamten Strombezugs weiterzugeben. Die Differenz zwischen dem gezahlten Durchschnittsvergütungssatz und dem Preis alternativ zu beziehenden Stroms (Differenzkosten) kann in diesem Fall Bestandteil der Strombezugskosten der Letztverbraucher werden.

## **Zu § 40 Grundsatz**

### **Absatz 1**

Die Regelung ist im Wesentlichen identisch mit § 16 Abs. 1 EEG 2004. Durch sie besteht für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und für Schienenbahnen die Möglichkeit, einen Antrag an das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu richten, um die Menge des abzunehmenden EEG-Stroms zu begrenzen. Mit Hilfe der Mengenbegrenzung sollen die bei den betreffenden Unternehmen insgesamt anfallenden Stromkosten reduziert werden.

Neu eingefügt wurde der Zweck der Regelung. Die Senkung der Stromkosten durch die Begrenzung der Abnahmemengen dient dem Erhalt der internationalen und intermodalen Wettbewerbsfähigkeit der begünstigten Unternehmen. Hierin sind keine neuen Anspruchsvoraussetzungen zu sehen. Diese Änderung dient vielmehr der Klarstellung und als Auslegungshilfe bei der Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung.

### **Absatz 2**

Absatz 2 entspricht dem früheren § 16 Abs. 4 Satz 1 und 2, wobei der in mancher Hinsicht problematische Differenzkostenbegriff durch eine neue Regelung ersetzt wurde.

Hinter der Regelung steht der Ausgleichsmechanismus, der Stromflüsse und Vergütungszahlungen aneinander koppelt. Vor diesem Hintergrund erfolgt in Absatz 2 eine Umrechnung von Kosten in Kilowattstunden. Da die Strombezüge des Unternehmens jedoch schwanken können, wird die Strommenge nicht in absoluten Zahlen, sondern als Prozentsatz des Strombezuges festgesetzt. Satz 2 bestimmt, dass die Begrenzung der anteilig an das Unternehmen weitergereichten Strommenge an der betreffenden Abnahmestelle zu einer Reduzierung der dortigen Mehrkosten auf 0,05 Cent je Kilowattstunde führen soll. So kann den betroffenen Unternehmen zur größtmöglichen Planungssicherheit verholfen werden. Daneben wird in Satz 2 ausdrücklich klargestellt, dass der Prozentsatz für alle Antragsteller einheitlich zu bestimmen ist. Aus den nun für alle Antragsteller einheitlich zu bestimmenden Differenzkosten ergibt

sich auch ein für alle Antragsteller einheitlicher Begrenzungsprozentsatz. Um gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen für alle stromintensiven Unternehmen sicherzustellen, werden die Bescheide auf einheitlicher Datengrundlage zum gleichen Zeitpunkt beschieden.

Die weitergereichte Strommenge ist die nach dem EEG vergütete Strommenge, die die Elektrizitätsversorgungsunternehmen von den Übertragungsnetzbetreibern abnehmen müssen und dann an Letztverbraucher weiterreichen.

Die Entscheidung des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle beruht auf dem Durchschnittsvergütungssatz für nach dem EEG vergüteten Strom, der in dem von der Entscheidung betroffenen Zeitraum erwartet wird. Dieser Vergütungssatz ist nicht mit Sicherheit vorherzusagen. Das Bundesamt muss daher insoweit eine Prognoseentscheidung treffen. Diese Prognoseentscheidung soll auch dann Grundlage der Entscheidung bleiben, wenn sich im Nachhinein herausstellt, dass der tatsächliche Durchschnittsvergütungssatz von der Prognose abweicht.

Zur Berechnung wird nicht mehr auf den Begriff der individuellen Differenzkosten abgestellt. Vielmehr werden die zu erwartenden Vergütungen ins Verhältnis zu den durchschnittlichen Strombezugskosten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die für den von der Entscheidung betroffenen Zeitraum erwartet werden, gestellt.

Die §§ 40 ff. sind keine Härtefallregeln, sondern haben den Sinn, die Benachteiligung stromintensiver Unternehmen durch die Kosten des EEG im internationalen und intermodalen Wettbewerb zu verringern. Deshalb ist nicht auf die individuelle Belastung eines Unternehmens oder des dieses beliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmens abzustellen. Stattdessen muss die Kostendifferenz zum durchschnittlichen Strombezugspreis für Großhandelskunden festgestellt werden. Letztlich kaufen die Unternehmen ihren Strom am Markt zu Marktpreisen, deshalb sollen diese zukünftig auch für die Berechnung der Differenzkosten zu Grunde gelegt werden.

Genau wie bei den Vergütungssätzen hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auch für die erwarteten Strombezugskosten eine Prognoseentscheidung zu treffen. Hierfür entwickelt es ein einheitliches Verfahren. Heute wird ein Großteil der Strommengen über die Terminmärkte beschafft. Insofern wird das Verfahren der Preisermittlung an den Terminmärkten beispielhaft genannt. Sollte sich das Beschaffungsverhalten der Unternehmen ändern, kann das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf diese Änderung mit einer geänderten Prognoseermittlung reagieren.

Die Prognoseentscheidung bleibt auch dann Grundlage der Entscheidung, wenn sich im Nachhinein herausstellt, dass die durchschnittlichen Bezugskosten von den zu Grunde gelegten abweichen.

## **Zu § 41 Unternehmen des produzierenden Gewerbes**

§ 41 findet Anwendung auf Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Mit den durch Absatz 2 vorgegebenen Nachweisanforderungen wird einerseits zum Ausdruck gebracht, unter welchen kumulativen materiellen Voraussetzungen von der Regelung Gebrauch gemacht werden kann. Andererseits wird deutlich gemacht, dass und auf welche Weise das letztverbrauchende Unternehmen den Nachweis hierüber zu erbringen hat. Die Nachweispflicht und das anschließende Verfahren sollen den notwendigen Verbraucherschutz dadurch sicherstel-



len, dass nur die Unternehmen, die die Kriterien erfüllen, im geregelten Umfang in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung gelangen.

### **Absatz 1**

Absatz 1 entspricht im Wesentlichen § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG 2004 .

Die Tatsache, dass ein Unternehmen Differenzkosten entrichtet hat, ist nicht mehr Anspruchsvoraussetzung für den Begrenzungsanspruch. Dies beruht auf der Überlegung, dass die Ermittlung der Differenzkosten und der Nachweis hierüber einerseits in der Praxis zu einem erheblichen Maße von Bürokratie und praktischen Schwierigkeiten geführt haben. Andererseits ist der Zweck zweifelhaft, da nur in absoluten Einzelfällen keine Differenzkosten gezahlt wurden.

Nummer 1 erfordert den Nachweis, dass und in welchem Umfang der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und durch das Unternehmen selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle im letzten Geschäftsjahr vor der Antragstellung 10 Gigawattstunden überstiegen hat. Sonstiger Strom wird nicht berücksichtigt, da dieser Strom nicht in den Ausgleichsmechanismus des EEG einbezogen ist.

Der nach § 37 Abs. 1 bezogene Strom ist Strom, der nach dem Gesetz vergütet, an die Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet, durch diese ausgeglichen und an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergeleitet wurde.

Nummer 2 macht den Nachweis erforderlich, dass und inwieweit das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens 15 Prozent überschreitet. Stromkosten sind in diesem Zusammenhang sämtliche für den Strombezug des Unternehmens entrichtete Kosten einschließlich der Stromlieferkosten (inklusive Börse und Stromhändler), der Netzentgelte, eventueller Systemdienstleistungskosten, Preisaufschläge aufgrund von EEG und KWKG, Steuern, insbesondere der Stromsteuer abzüglich erwarteter Entlastungen gemäß § 10 StromStG. Umsatzsteuern finden keine Berücksichtigung. Der Terminus der Bruttowertschöpfung entspricht dem vom Statistischen Bundesamt in volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen verwendeten Begriff. Die Bruttowertschöpfung umfasst nach Abzug sämtlicher Vorleistungen die insgesamt produzierten Güter und Dienstleistungen zu den am Markt erzielten Preisen und ist somit der Wert, der den Vorleistungen durch eigene Leistungen des Unternehmens hinzugefügt worden ist. Durch die Berechnungsmethode kann der Wert auch größer als 100 sein.

Nummer 3 verlangt den Nachweis, dass und in welchem Umfang ein Teil der von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgenommenen Strommenge an das Antrag stellende Unternehmen weitergereicht und von diesem selbst verbraucht wird.

### **Absatz 2**

Absatz 2 verpflichtet die betroffenen Unternehmen, durch Vorlage der genannten Unterlagen den Nachweis zu erbringen, dass die Voraussetzungen von Absatz 1 Nr. 1 bis 3 vorliegen.

### **Absatz 3**

Absatz 3 enthält die Regelung des § 16 Abs. 4 Satz 3 und 4 EEG 2004. Die Vorschrift gilt direkt nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die übrigen Änderungen sind teils Folgeanpassungen, teils Klarstellungen.

Die Begrenzung nach § 40 erfolgt nur für diejenigen Unternehmen, deren Strombezug an einer Abnahmestelle mindestens 100 GWh und deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung mindestens 20 Prozent beträgt. Für die sonstigen von § 41 begünstigten Unternehmen, die diese Schwellen nicht erreichen aber einen Stromverbrauch an einer Abnahmestelle von über 10 GWh und ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von mehr als 15 Prozent haben oder Schienbahnen sind, gilt dieser Wert nur für die Strommenge, die über 10 Prozent des Stromfremdbezugs hinausgeht. Bis zu einem Stromfremdbezug von 10 Prozent darf das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für diesen Unternehmenskreis keine Begrenzung vornehmen. Damit ist bei den Auswirkungen der besonderen Ausgleichsregelung zwischen zwei Begünstigtenkreisen zu unterscheiden.

#### **Absatz 4**

Absatz 4 definiert den Begriff der Abnahmestelle. Es ist dabei nicht auf die einzelne Kuppelstelle zwischen Netz und Betrieb abzustellen, sondern vielmehr eine wertende Zusammenfassung aller an einem Betriebsgrundstück vorhandenen Verbindungsstellen vorzunehmen, um technischen Zwängen, etwa den Bezug aus Netzen verschiedener Spannungsebenen, oder Vorkehrungen, wie beispielsweise mehrere Verbindungen, um in Revisionszeiten die Stromversorgung nicht zu gefährden, Rechnung zu tragen.

#### **Absatz 5**

Nach Absatz 5 kann anstelle eines Unternehmens auch ein selbständiger Unternehmensteil von den Kosten dieses Gesetzes teilweise befreit werden, wenn bei diesem die Voraussetzungen gegeben sind.

§ 41 Abs. 5 ist eine Ausnahmenvorschrift und damit eng auszulegen. Bei einem selbständigen Unternehmensteil kann es sich nicht um eine eigene Rechtspersönlichkeit handeln, da sonst bereits ein eigenständiges Unternehmen vorliegen würde. Insbesondere externe Standorte eines Unternehmens können damit in den Anwendungsbereich dieser Regelung fallen. Als „selbständig“ kann nur ein Teil eines Unternehmens gelten, der in der Lage ist, rechtlich wie tatsächlich ein eigenes Unternehmen zu bilden. Es muss sich demnach um eine organisatorische Einheit handeln, die sowohl zu unternehmerischen als auch planerischen Entscheidungen in der Lage ist.

Als selbständiger Teil eines Unternehmens in diesem Sinne gelten alle Einrichtungen, die sich aus der wirtschaftlichen Gesamtbetätigung des Unternehmens wesentlich herausheben und das Bild eines selbständig agierenden Unternehmens des produzierenden Gewerbes bieten.

Durch das Ziel der besonderen Ausgleichsregel die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen zu sichern, können nur solche Teile eines Unternehmens einen Antrag stellen, die sich ebenfalls in einem o.g. Wettbewerbsverhältnis befinden. Die Organisationseinheiten müssen demnach auch im Wettbewerb zu internationalen Unternehmen stehen (aktuelle/tatsächliche Wettbewerbslage) oder, um Marktzutrittsschranken zu vermeiden, zumindest jederzeit in internationalen Wettbewerb treten könnten (potentielle Wettbewerbslage). Hieraus lässt sich der Schluss ableiten, dass bei internationalem Wettbewerb von selbständigen Teilen von Unternehmen auch in nationaler Hinsicht Wettbewerb zwischen selbständigen Teilen von Unternehmen und Unternehmen gegeben sein muss (zum Beispiel innerhalb eines Wirtschaftszweigs). Damit muss eine vergleichbare Situation (Wettbewerbslage) zwischen Organisationseinheit (selbständiger Teil des Unternehmens) und Unternehmen als kleinster juristischer Einheit gegeben sein. Durch die Antragsberechtigung von selbständigen Unternehmens-

teilen wird sodann Wettbewerbsneutralität zwischen der gewählten betrieblichen Organisationsform national wie international erzeugt.

Für die Anforderungen an einen selbständigen Teil des Unternehmens bedeutet dies, dass der „Teil“ des Unternehmens sich mit einem „idealtypischen“ rechtlich selbständigen Unternehmen vergleichen lassen muss. Der selbständige Teil muss also in seiner tatsächlichen Organisation das „Bild eines selbständig agierenden Unternehmens“ darstellen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die betrieblichen Funktionsbereiche (Beschaffung, Produktion, Absatz, Verwaltung, Leitung) die bei einem Unternehmen vorhanden sind, auch beim selbständigen Teil des Unternehmens vorhanden sind und die entsprechenden Grenzwerte überschritten werden. Dagegen sollen nicht durch Unternehmensorganisation künstlich selbständige Unternehmensteile entstehen, die lediglich zur Ausschöpfung der Möglichkeiten der Besonderen Ausgleichsregelung geschaffen werden.

### **Zu § 42 Schienenbahnen**

Die Einbeziehung der Schienenbahnen in die Förderung ist aus verkehrspolitischen Gründen gerechtfertigt, da diese Aufgaben der Daseinsvorsorge auf besonders umweltfreundliche Art und Weise wahrnehmen und auf den Bezug von Elektrizität angewiesen sind.

In der Neufassung wurde die Förderung von Schienenbahnen in einen eigenen Paragraphen übernommen, um das Gesetz übersichtlicher zu machen. Inhaltlich entspricht die Regel § 16 Abs. 3 in Verbindung mit Abs. 4 Satz 3 des EEG 2004. Somit ergeben sich inhaltlich keine Veränderungen für die Förderung von Schienenbahnen, die nicht auch für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gelten.

Für Schienenbahnen gelten leicht abweichende Voraussetzungen gegenüber Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Schienenbahnen sind alle Unternehmen, die auf Schienen Güter oder Menschen transportieren. Sie müssen nicht die Voraussetzung eines bestimmten Verhältnisses der Bruttowertschöpfung zu den Stromkosten des Unternehmens nachweisen. Alle sonstigen Voraussetzungen des § 41 müssen jedoch vorliegen. Der Nachweis wird entsprechend geführt.

Nach Nummer 1 werden nur diejenigen Strommengen berücksichtigt, die unmittelbar für den Fahrbetrieb genutzt werden. Sonstiger Strom, etwa für Infrastruktureinrichtungen, wie Gebäude und Liegenschaften, wird nicht berücksichtigt.

Nummer 2 bezieht sich auf § 41 Abs. 3. Die dort festgelegte Selbstbehaltregel für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die unter 100 Gigawattstunden Strom verbrauchen und deren Stromkosten im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung nicht mehr als 20 Prozent ausmachen gilt für alle Schienenbahnen unabhängig von der Höhe des Stromverbrauchs und des Verhältnisses ihrer Stromkosten zur Bruttowertschöpfung.

Daneben wird in Nummer 3 die Abnahmestelle – anders als in § 41 Abs. 4 – aufgrund der fehlenden Ortsgebundenheit als die Gesamtheit aller Verbrauchsstellen, d.h. der elektrischen Lokomotiven und vergleichbaren Fahrzeuge, eines Unternehmens als eine Abnahmestelle betrachtet.

## Zu § 43 Antragsfrist und Entscheidungswirkung

### Absatz 1

Die Vorschrift enthält Verfahrenregelungen. Sie ist inhaltsgleich mit § 16 Abs. 6 EEG 2004. Es wurden lediglich die Verweise angepasst. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle trifft die Entscheidung über die Begrenzung und teilt diese dem antragstellenden Unternehmen per Bescheid mit. An die jeweils betroffenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber hat es sodann jeweils eine Durchschrift dieses Bescheides zu senden.

Absatz 1 legt fest, dass die Antragsfrist eine Ausschlussfrist ist. Dies bedeutet, dass die Handlung nach Ablauf der Frist nicht mehr wirksam vorgenommen werden kann. Von der Einhaltung der Ausschlussfrist gibt es keine Ausnahmen. Die Behörde kann weder die Frist verlängern, noch ist eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand möglich.

Die Ausschlussfrist stellt einen Eingriff in die Berufsfreiheit der betroffenen Unternehmen dar, der jedoch gerechtfertigt ist. Der Eingriff ist insbesondere verhältnismäßig.

Teilweise wird in der juristische Literatur davon ausgegangen, dass Ausschlussfristen einer besonderen verfassungsrechtlichen Rechtfertigung bedürften, d.h. es muss ein öffentliches Interesse daran bestehen, dass bei unverschuldeter Fristversäumung eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand nicht möglich ist.

Die Rechtsprechung stellt geringere Anforderungen. Zu beachten ist der verfassungsrechtliche Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, nach dem eine Maßnahme zu dem angestrebten Zweck geeignet, erforderlich und angemessen sein muss. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ist es eine verfassungsrechtlich nicht zu beanstandende Erwägung des Gesetzgebers, dass das „Massengeschäft“ des Lohnsteuerjahresausgleichs, bei dem alljährlich mehrere Millionen Anträge zu behandeln sind, binnen einer Frist abgeschlossen werden soll (BVerfG 1. Senat, Az. 1 BvL 17/83, 1 BvL 19/83, vom 8.10.1985). Entsprechend hat das Bundesverwaltungsgericht entschieden, dass auch eine Ausschlussfrist für Anträge zur Feststellung von Vertreibungsschäden rechtstaatlichen Anforderungen entspreche. Angesichts des Umfangs der zu berücksichtigenden Schadensfälle könnten Stichtage eingeführt und hierfür auch generalisierende Abgrenzungsmerkmale eingeführt werden, soweit diese jedenfalls im Ganzen dem Gleichheitsgebot entsprechen (BVerwG 3. Senat, Az. 3 C 42/85, vom 06.02.1986). Auch in weiteren Entscheidungen des Bundesverfassungs- und Bundesverwaltungsgerichts über die Verfassungsmäßigkeit von Ausschlussfristen ist lediglich eine Verhältnismäßigkeitsprüfung durchgeführt worden (so z.B. BVerwG 7. Senat, Az. 7 B 124/97, vom 25.04.1997 und BVerwG 7. Senat, Az. 7 C 28/95, vom 28.03.1996). Besondere Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit von Ausschlussfristen sind nicht ersichtlich.

Hier dient die Ausschlussfrist dem Zweck, dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu ermöglichen, die Begrenzungsbescheide vor Jahresende abzarbeiten, damit sie dann in den weiteren Ausgleich einbezogen werden und bei den Prognosen und Lieferentscheidungen der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigt werden. Zu diesem Zeitpunkt sollen alle Anträge auf derselben Datenbasis entschieden werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle antragstellenden Unternehmen in Bezug auf die Entlastungen durch die besondere Ausgleichsregel sicherzustellen. Auch soll damit sichergestellt werden, dass die Begrenzungsbescheide, vor ihrem Inkrafttreten, das laut Gesetz mit dem 1.1. des folgenden Jahres erfolgt, verschickt werden können. Damit soll den Übertragungsnetzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen Sicherheit über die vom besonderen Ausgleichsmechanismus umfassten

Strommengen gegeben werden und Rechtsicherheit hergestellt werden. Dies sind legitime Zwecke.

Zur Erreichung dieser Zwecke ist die Ausschlussfrist auch geeignet. Sie stellt sicher, dass die oben genannten Ziele erreicht werden. Ein weniger eingreifendes Mittel um dieses Ziel herbeizuführen steht nicht zur Verfügung, so dass die Maßnahme auch erforderlich ist. Eine einfache Frist würde nicht sicherstellen, dass tatsächlich alle Anträge bis Jahresende beschieden werden und für den Wälzungsmechanismus berücksichtigt werden können. Eine laufende Bescheidung, die sich dann auch auf die jeweils geltende Datengrundlage bezöge, würde das Ziel der Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen nicht erreichen.

Fraglich ist lediglich die Angemessenheit. Eine Ausschlussfrist ist ein schwerwiegender Eingriff, da trotz unverschuldeter Säumnis jeder Anspruch ausgeschlossen wird und es infolge der Begrenzungsentscheidung häufig zu beträchtlichen finanziellen Entlastungen für die Unternehmen kommt.

Auf der anderen Seite stehen die Verzögerung der Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, die Beeinträchtigung der dortigen Organisationsabläufe, die Vergrößerung der Ungenauigkeiten bei den Prognosen für den Wälzungsmechanismus und die Verzögerung der Beurteilung der Gesamtwirkung aller Begrenzungsbescheide.

Mit der Beibehaltung der Ausschlussfrist gibt der Gesetzgeber letzteren Gründen ein höheres Gewicht. Letztlich werden die Unternehmen, die die besondere Ausgleichsregel in Anspruch nehmen privilegiert. Von ihnen kann erwartet werden, dass sie im Vorhinein alles unternehmen, um den Antrag einschließlich der erforderlichen Unterlagen fristgerecht einzureichen, damit die Belastung des gesamten Mechanismus und der Prüfungsbehörde möglichst gering bleibt. Angesichts der Tatsache, dass eine Bescheinigung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht mehr notwendig ist, liegt es fast allein in der Hand der Unternehmen, Antrag und Unterlagen fristgerecht zusammenzutragen und vorzulegen. Auch wenn es für die Unternehmen um relativ große Summen und damit im Einzelfall um die wirtschaftliche Existenz gehen kann, ist ihnen diese Verantwortung zuzumuten.

## **Absatz 2**

Absatz 2 wurde neu eingeführt und enthält eine Verlängerung der Antragsfrist für neu gegründete Unternehmen. Diese sollen auch von der Förderung durch die §§ 40 ff. profitieren können und erhalten deshalb eine verlängerte Frist.

Um einen Missbrauch dieser Möglichkeit zu verhindern, werden durch Umwandlung entstandene Unternehmen von dieser Begünstigung ausgenommen. Eine lediglich rechtliche Neugründung reicht nicht. Es muss vielmehr neues Betriebsvermögen geschaffen werden.

Die Neugründung erfolgt mit der Stromabnahme zu Produktions- oder Fahrbetriebszwecken, da erst zu diesem Zeitpunkt deutlich wird, wie viel Strom das Unternehmen verbrauchen wird.

## **Absatz 3**

Absatz 3 gibt den § 16 Abs. 8 EEG 2004 wieder. Der veränderte Text beruht auf einer redaktionellen und nicht auf einer materiellen Änderung.

Inhaltlich integriert Absatz 3 die besondere Ausgleichsregelung in den allgemeinen Ausgleichsmechanismus.

## **Zu § 44 Auskunftspflicht**

Diese Regelung ersetzt § 16 Abs. 9 EEG 2004. Die alte Regelung reichte nicht aus, um die notwendigen Informationen zur Evaluierung der Regelung im Rahmen des Erfahrungsberichts zu erhalten, da hierdurch die begünstigten Unternehmen nicht zur Auskunftserteilung verpflichtet und freiwillig kaum hierzu bereit waren.

Als Beauftragter des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann insbesondere auch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die benötigten Informationen einholen.

## **Teil 5 Transparenz**

### **Abschnitt 1 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten**

#### **Zu § 45 Grundsatz**

§ 45 Satz 1 gibt § 14a Abs. 1 EEG 2004 wieder. Er verpflichtet Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, einander die für den bundesweiten Ausgleich jeweils erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Für den bundesweiten Ausgleich erforderlich sind, wie § 45 zum Ausdruck bringt, insbesondere die in den §§ 46 bis 49 genannten Angaben, aber etwa auch der zeitliche Verlauf der Einspeisungen und alle sonstigen zur rechtmäßigen Abwicklung der §§ 34 bis 39 EEG notwendigen Informationen.

Die Begriffe „Anlagenbetreiber“, „Netzbetreiber“ und „Übertragungsnetzbetreiber“ sind in § 3 EEG legaldefiniert. Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind alle Unternehmen, die Strom an Dritte liefern. Dritte sind insbesondere Letztverbraucher oder andere Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Neu eingefügt wurde lediglich das Wort unverzüglich. Dieses war in der Vorgängerregelung § 14 Abs. 6 Satz 1 EEG 2004 schon enthalten und ist im Rahmen des Ersten Änderungsgesetzes weggefallen. Dies sollte keine inhaltliche Änderung darstellen, sondern war ein gesetzgeberisches Versehen, das hiermit behoben wird.

§ 45 Satz 2 ordnet die entsprechende Geltung des § 38 EEG an. Damit wird zum Ausdruck gebracht, dass Änderungen der abzurechnenden Energiemengen oder Vergütungszahlungen, auch infolge der rechtmäßigen Beilegung eines außergerichtlichen Streits, bei der jeweils nächsten unterjährigen Abrechnung bzw. gegebenenfalls der nächsten Jahresabrechnung zu berücksichtigen sind.

## **Zu § 46 Anlagenbetreiberinnen und -betreiber**

Die Vorschrift entspricht § 14a Abs. 2 EEG 2004 und regelt die Informationspflichten der Anlagenbetreiber. Es wurden lediglich die Verweise angepasst.

Nummer 1 verpflichtet den Anlagenbetreiber, dem Netzbetreiber, an dessen Netz seine Anlage unmittelbar oder mittelbar über § 7 Abs. 2 EEG angeschlossen ist, insbesondere den Standort und die Leistung der Anlage mitzuteilen. Standort ist der Ort, an dem die Anlage sich befindet. Er wird insbesondere gekennzeichnet durch die genaue Angabe der Adresse bzw. des Flurstücks, des Bundeslands, des Ortsnamen und der Postleitzahl. Bei Offshore-Anlagen ist die Angabe des Namens des Windparks ausreichend. Der Begriff der Leistung ist in § 3 EEG legaldefiniert. Gemeint ist damit nicht nur der Leistungsbereich, sondern die genaue installierte Leistung der Anlage. Eine mittelbar angeschlossene Anlage ist eine, deren Strom nach § 7 Abs. 2 EEG vergütet wird.

Nach Nummer 2 sind bei Biomasseanlagen nach § 27 Abs. 1 Satz 1 die Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 und § 27 Abs. 4 Nr. 2 und die Angaben hinsichtlich der eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 mitzuteilen. Diese Verpflichtung ist rein deklaratorisch. Sie ist in das Gesetz aufgenommen worden, weil bei Biomasseanlagen die Darlegung der Anspruchsvoraussetzungen besonders relevant ist. Aber auch bei allen anderen von §§ 23 bis 33 erfassten Anlagenarten besteht nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen die Notwendigkeit, dem jeweiligen Netzbetreiber die Anspruchsvoraussetzungen darzulegen. Dies umfasst zum Beispiel bei Windenergieanlagen den Referenzertrag. Die Angaben nach § 46 Nr. 1 und 2 müssen bei der erstmaligen Geltendmachung des Vergütungsanspruchs und danach nur noch bei anspruchrelevanten Änderungen mitgeteilt werden. Nr. 3 greift die zuvor in § 14a Abs. 2 Nr. 3 EEG normierte Obliegenheit auf, die für die Ansprüche notwendigen Daten bis zum 28. Februar des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres zur Verfügung zu stellen. Wenn die Netzbetreiber selbst bereits über die erforderlichen Daten verfügen, ist anders als bei den Angaben nach Nr. 1 und 2 eine Mitteilung durch den Anlagenbetreiber entbehrlich. Das ist jedenfalls dann der Fall, wenn die Netzbetreiber die Messung durchführen. In diesem Fall genügt der Anlagenbetreiber seiner Verpflichtung nach Nr. 3 auch ohne gesonderte Mitteilung.

## **Zu § 47 Netzbetreiber**

Die Vorschrift entspricht § 14a Abs. 3 EEG 2004 und verpflichtet Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben nach Absatz 2, die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben mitzuteilen.

### **Absatz 1**

Die erhaltenen Angaben umfassen auch die gegebenenfalls dem Netzbetreiber ohne gesonderte Mitteilung zur Verfügung stehenden Daten nach Absatz 2 Nr. 3. Die Angabe der tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen (soweit Sie die Mindestvergütungen nicht übersteigen) ist vor allem relevant, wenn ein Streit zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber – dem Grunde oder der Höhe nach – über den Vergütungsanspruch besteht. Erforderliche Daten sind insbesondere auch die für die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs notwendigen Informationen.

Der Pflicht nach Nummer 1 zur unverzüglichen Mitteilung wird durch eine aggregierte, d.h. durch eine nach Paragrafen und Vergütungskategorien zusammengefasste Mitteilung der Vergütungszahlungen und eingespeisten Energiemengen Genüge getan.

Für die Endabrechnung nach Nr. 2 sind dagegen die Daten nicht nur aggregiert, sondern für jede einzelne Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG gesondert mitzuteilen. Der Zeitpunkt der Endabrechnung ist um einen Monat verschoben, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Netzbetreiber zukünftig bei Vorlage der Endabrechnung bereits die Testierung durch eine Wirtschaftsprüferin oder einen Wirtschaftsprüfer, eine Buchprüferin oder einen Buchprüfer vorgelegen müssen.

## **Absatz 2**

Absatz 2 zeigt einige Daten auf, die zur Ermittlung der Energiemengen und Vergütungszahlungen in jedem Fall erforderlich sind. Mit den in Nummer 3 genannten Energiemengen sind die bilanziellen Stromflüsse gemeint. Die Vorschrift in Nummer 4 soll dazu führen, dass alle Stromab- und -zuflüsse dargelegt werden, um die für den Wälzungsmechanismus angegebenen Zahlen besser überprüfen zu können.

## **Zu § 48 Übertragungsnetzbetreiber**

Die Vorschrift fasst die Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Absatz 1 entspricht der bisherigen Regel des § 14a Abs. 3 Satz 3 und Absatz 2 gibt § 14a Abs. 4 wieder.

### **Absatz 1**

Übertragungsnetzbetreiber, die selbst keine vorgelagerten Übertragungsnetze mehr haben, müssen die relevanten Angaben auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Die Summe aus den ihnen mitgeteilten und von ihnen veröffentlichten Angaben ist die Grundlage für den Ausgleich mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern.

Eine Anlage ist im Sinne dieser Vorschrift mittelbar an das Netz angeschlossen, wenn sie nach § 8 Abs. 2 mittels kaufmännisch-bilanzieller Durchleitung in ein Netz nach § 3 Nr. 7 angeboten wird.

### **Absatz 2**

Übertragungsnetzbetreiber sind nach Absatz 2 darüber hinaus verpflichtet, den abnahme- und vergütungspflichtigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die notwendigen Angaben mitzuteilen. Maßgeblich sind insoweit lediglich die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen. Eine Abnahme des Stroms ist nicht erforderlich; ausreichend ist die Vergütung des Stroms. Dies betrifft insbesondere den Fall des § 33 Abs. 3. Infolge der Anordnung der entsprechenden Geltung von § 46 Abs. 2 müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Mitteilung gegenüber den Elektrizitätsversorgungsunternehmen alle für die Ermittlung der auszugleichenden Energiemengen und Vergütungszahlungen erforderlichen Angaben machen.



## **Zu § 49 Elektrizitätsversorgungsunternehmen**

Die Regelung gibt im Wesentlichen § 14a Abs. 5 EEG 2004 wieder. Es wurden lediglich die Wörter „ihren Strombezug“ gestrichen. Laut der Gesetzesbegründung zum EEG 2004 (BT-Drs. 16/2455, S. 22) sollte der Zweck der Angabe der Strombezugsmenge darin bestehen, die für die zu erwartenden Ausgleichsvergütungen monatlichen Abschläge zu berechnen. Dieser Zweck wird nicht über die Strombezugsmenge erreicht. Die Abschläge werden auf Basis der an die Letztverbraucher gelieferten Strommenge berechnet.

Daneben sollte die Pflicht zur Angabe der Strombezugsmengen nach § 14a Abs. 5 EEG 2004 dazu dienen die von den Unternehmen angegebenen Differenzkosten überprüfbar zu machen (BT-Drs. 16/2455, S. 23). Für die Berechnung der Differenzkosten sind aber Handelsstrommengen nicht heranzuziehen. Insofern reicht es aus, wenn den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Energiemenge mitgeteilt wird.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nach § 49 verpflichtet, die an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Energiemenge mitzuteilen. Die Angaben sind maßgeblich für die monatlichen Abschläge sowie die auf das Jahr bezogene insgesamt bestehende Abnahme- und Vergütungspflicht.

Diese Angabe hat elektronisch zu erfolgen. Elektronisch bedeutet per e-mail oder über ein Online-Verfahren, das von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt werden kann. Eine elektronische Signatur ist bei der Übermittlung per E-Mail nicht erforderlich. Die Änderung dient der Vereinfachung des Verfahrens.

## **Zu § 50 Testierung**

Die Regel entspricht § 14a Abs. 7 EEG 2004. Hier ist das Recht aller am Ausgleichssystem beteiligten Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen geregelt, von den anderen Beteiligten – Elektrizitätsversorgungsunternehmen und alle Netzbetreiber – eine Testierung ihrer Endabrechnungen zu verlangen.

Die Wirtschaftsprüferbescheinigungen mussten in der Vergangenheit auf Verlangen jeweils einen bzw. zwei Monate nach den Endabrechnungen vorgelegt werden. Die Bescheinigungen der Wirtschaftsprüfer sind regelmäßig zu von den Abrechnungen abweichenden Ergebnissen gekommen. Dies hat im Rahmen des § 14 Abs. 4 EEG 2004 Änderungen der gewälzten Strommenge und der Vergütungszahlungen zur Folge gehabt. Auch im Rahmen des heutigen § 46 sind erhebliche Schwierigkeiten aufgetreten. Es muss gewährleistet werden, dass sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur gleichermaßen über abweichende Zahlen informiert werden. Dies ist nur durch einen hohen personellen und in der Folge finanziellen Aufwand sicherzustellen. Alternative Folge wäre, dass gegebenenfalls die Daten nicht mehr angepasst werden können, was die Ergebnisse des Wälzungsmechanismus verfälschen würde. Insofern erscheint es notwendig, zukünftig die Wirtschaftsprüferbescheinigungen gleichzeitig mit der Endabrechnung vorzulegen.

Die Kosten für die jeweiligen Bescheinigungen haben die jeweils zur Vorlage Verpflichteten zu tragen.

## **Zu § 51 Information der Bundesnetzagentur**

### **Absatz 1**

Die Verpflichtung der Netzbetreiber und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Vorlage der genannten Angaben dient dazu, die Bundesnetzagentur in die Lage zu versetzen, die ordnungsgemäße Durchführung des bundesweiten Ausgleichs im Interesse des Verbraucherschutzes sicher zu stellen.

Die Regelung entspricht § 14a Abs. 8 EEG 2004. Es sind einige Änderungen vorgenommen worden. Zukünftig müssen die Netzbetreiber alle gemäß § 46 von den Anlagenbetreibern an sie übermittelten Daten an die Bundesnetzagentur weitergeben. Weiterhin erfolgte die Einfügung der Verpflichtung, die zur Überprüfung der Endabrechnungen erforderlichen Daten mit einzureichen, nur zur Klarstellung. Die Nutzung einer Formularvorlage ist an dieser Stelle gestrichen, aber in Absatz 3 verändert wieder eingefügt worden.

Ihre durchschnittlichen Strombezugskosten müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur noch angeben, wenn sie Differenzkosten ausweisen und bei der Abrechnung auf ihre individuellen Strombezugskosten abstellen. Nur in diesem Fall kann eine Überprüfung durch die Bundesnetzagentur erforderlich werden.

Durchschnittliche Strombezugskosten sind die Kosten, die einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den reinen Strombezug (ohne Netzentgelte) im Rahmen des § 49 entstanden sind. Die Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Vorlage ihrer durchschnittlichen Strombezugskosten ist erforderlich geworden, weil eine stichprobenartige Überprüfung der Praxis der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ergeben hat, dass die gesetzlichen Vorgaben dieses Gesetzes teilweise nicht eingehalten wurden, sondern unzutreffende Angaben der Differenzkosten gemacht werden. Dies widerspricht insbesondere den Interessen der gewerblichen und privaten Stromverbraucher, die selbst keine ausreichenden Möglichkeiten haben, ihre rechtlich geschützten Interessen an einer rechtmäßigen Umsetzung des EEG wahrzunehmen. Vor diesem Hintergrund ist die Verpflichtung zur Vorlage der Daten verhältnismäßig, zumal die Angaben nicht veröffentlicht, sondern nur einer staatlichen Stelle zur Verfügung gestellt werden müssen. Diese verfügt so über alle erforderlichen Daten, um im Falle eines ausreichenden Anfangsverdachts mittels eines Datenbankabgleichs überprüfen zu können, ob die an einen Übertragungsnetzbetreiber oder ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen gerichteten Vergütungsansprüche unter Zugrundelegung der Angaben der Netzbetreiber begründet und die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzbetreiber oder ihren Zusammenschlüssen einschließlich der entsprechenden Verbände angegebenen, ausgewiesenen und/oder geltend gemachten Differenzkosten zutreffend sind.

### **Absatz 2**

Absatz 2 dient der Vereinfachung der Datenverarbeitung und dem Abbau von Bürokratie. Für Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen bedeutet es keine relevante Mehrarbeit, die Daten in einer vorgegebenen Form zu übermitteln. Auf der anderen Seite erspart dies der Bundesnetzagentur viel Arbeit bei der Vereinheitlichung.

### **Absatz 3**

Die Bundesnetzagentur wird in Absatz 3 Satz 1 ermächtigt, Formularvorlagen bereitzustellen. Diese Vorlagen sollten mit Blick auf Satz 2 mit der Bundesregierung abgestimmt werden.

Absatz 3 S. 2 ermächtigt die Bundesnetzagentur, die nach Absatz 1 und 2 ermittelten Daten zu statistischen Zwecken und zur Erstellung der Erfahrungsberichte zu nutzen. Dies umfasst auch die Weitergabe von Daten an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie die Veröffentlichung der Daten in anonymisierter Form. Die Daten können vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie auch Dritten zur Erfüllung statistischer Zwecke zur Verfügung gestellt werden.

## **Zu § 52 Information der Öffentlichkeit**

Die Vorschrift entspricht § 15 Abs. 2 EEG 2004. Absatz 1 enthält den Satz 1 und Absatz 2 den Satz 2 der bisherigen Regelung.

### **Absatz 1**

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden nach Nummer 1 verpflichtet, die Angaben nach §§ 45 bis 49 unverzüglich nach ihrer Übermittlung auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Nummer 2 verpflichtet sie, einen Bericht über die Ermittlung der Daten nach § 48 ebenfalls auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Die Informationen müssen jeweils bis zum Ablauf des Folgejahres vorgehalten werden. Der Bericht fasst die im Laufe des Jahres übermittelten und vorgelegten Angaben zusammen.

In Absatz 1 heißt es nunmehr „der jeweils in Ansatz zu bringenden Strombezugskosten“, statt wie in der Fassung im EEG 2004 „ihrer durchschnittlichen Strombezugskosten“. Damit wird der Änderung bei der Anzeige und Abrechnung der Differenzkosten Rechnung getragen. An die Bundesnetzagentur weiterzuleiten ist der jeweils für die eigene Differenzkostenberechnung zu Grunde gelegte Wert.

Die Vorschrift greift in die Berufsfreiheit der veröffentlichungspflichtigen Unternehmen ein. Dieser Eingriff ist insbesondere für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen von einiger Bedeutung, da diese zeitnah Daten zu ihrem Stromabsatz offen legen müssen. Aus diesen Daten können zwar nicht die Umsätze in Euro, wohl aber in Waren abgelesen werden, daneben lassen sich aus der Entwicklung über die Zeit in einem gewissen Maße Marktstrategien und Kundenzahlenentwicklungen ablesen. Damit müssen Betriebsgeheimnisse offen gelegt werden. Der Eingriff ist durch die Reduzierung der Auskunftspflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die nicht mehr die Stromabnahme, sondern lediglich den Absatz angeben müssen, entschärft worden.

Allerdings ist dieser Eingriff gerechtfertigt.

Nimmt man alle Informationen zusammen, die durch die Veröffentlichungspflichten entstehen, kann eine sachkundige Person den Wälzungsmechanismus für Strom nachvollziehen und überprüfen, ob dieser korrekt abgelaufen ist. Eine wirkliche Missbrauchskontrolle eröffnet dies nur teilweise, da die Entgeltwälzung wegen des Fehlens öffentlich zugänglicher Informationen nicht überprüft werden kann. Immerhin kann aber der Letztverbraucher, der letztlich die Kosten für den nach dem EEG vergüteten Strom zu tragen hat, die Stromwälzung überprüfen. Insofern liegt ein legitimer Grund für den Eingriff vor.

Trotz der Überprüfung durch die Bundesnetzagentur ist auch die Erforderlichkeit der Regelung gegeben. Die Netzagentur überprüft laut nach diesem Gesetz nur, ob die Daten veröffentlicht und vorgelegt werden. Insofern ist eine umfassende Überprüfung der Richtigkeit der Daten nicht gegeben. Eine Erweiterung der Prüfkompetenzen der Bundesnetzagentur wäre ebenfalls ein weniger schwerwiegender Eingriff, allerdings würde eine umfassende Überprüfung der Wälzung von Strommengen erhebliche Ressourcen erfordern. Hierzu ist der Staat nicht verpflichtet.

Daneben wäre es ein weniger schwerwiegender Eingriff, eine Überprüfung nur durch Institutionen wie z.B. Verbraucherschutzverbände zuzulassen, da damit die Daten nicht Mitbewerbern oder Akteuren am Aktienmarkt bekannt würden. Allerdings wäre eine solche Maßnahme nicht im selben Maße effektiv, da aufgrund der hohen Belastung der Verbraucherverbände eine regelmäßige Überprüfung nicht zu erwarten ist.

Auch gibt es ein legitimes Interesse der Verbraucher, die letztlich die Kosten des EEG und des Wälzungsmechanismus tragen, diesen auch nachvollziehen zu können. Das Interesse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Daten über Abnahme und Absatz von Strom, die nur indirekt über ihre Geschäftsstrategien und ihre Rentabilität oder ähnliche für ihre Wettbewerbsfähigkeit relevanten Daten Auskunft geben, muss hinter diesem Interesse der Verbraucher an der Transparenz der EEG-Kosten zurückstehen.

Für die Netzbetreiber bedeutet die Regelung nur einen geringen Mehraufwand, da sie ohnehin zur Ermittlung der auszugleichenden Strom- und Vergütungsmengen die Daten erfassen und so aufbereiten müssen, dass diese veröffentlichungsfähig sind. Die Veröffentlichungspflicht führt jedoch zu einer erheblichen Steigerung der Transparenz des Systems der Strom- und Kostenwälzung. Die Verpflichtung steht im Interesse aller Beteiligten, da so unberechtigten Vorwürfen hinsichtlich Missbrauchs und überhöhten Zahlungen auf allen Ebenen des Gesetzes entgegnet werden kann. Auch handelt es bei den von den Netzbetreibern zu veröffentlichenden Daten nicht um besonders sensible Daten, die eines besonderen Schutzes bedürfen.

Letztlich überwiegt deshalb das Interesse der Letztverbraucher an Transparenz gegenüber den Geheimhaltungsinteressen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Netzbetreiber.

## **Absatz 2**

Absatz 2 regelt den Detailliertheitsgrad der Veröffentlichungspflicht, der sich an der Nachvollziehbarkeit für einen sachkundigen Dritten orientiert.

## **Abschnitt 2 Differenzkosten**

Der Abschnitt über die Differenzkosten tritt an die Stelle des § 15 Abs. 1 EEG 2004. Die Neuregelung stellt das System der Ausweisung von Differenzkosten um. Die Unternehmen können Differenzkosten vorab ausweisen, müssen dann aber im Nachhinein abrechnen.

Sinn der Vorschriften ist einerseits, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu ermöglichen, im Rahmen des Wälzungsmechanismus auf sie abgewälzte Kosten an die Verbraucher weitergeben zu können, andererseits aber auch der Verbraucherschutz. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Differenzkosten ausweisen und abrechnen, sollen nachweisen, dass Kosten in

dieser Höhe tatsächlich entstanden sind. Dies schützt die Letztverbraucher vor einem Missbrauch und stellt sicher, dass die Weitergabe der Differenzkosten transparent und für den Verbraucher nachvollziehbar erfolgt.

### **Zu § 53 Anzeige**

Die Vorschrift regelt das Verfahren der Anzeigen von Differenzkosten ex ante. Ermöglicht wird damit die Differenzkostenanzeige für die Zukunft.

#### **Absatz 1**

Die Regelung des § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2004 wird im Wesentlichen aufrechterhalten. Geändert wurde der Kreis der Berechtigten. Zukünftig sind nur noch Elektrizitätsversorgungsunternehmen berechtigt, Differenzkosten auszuweisen. Daneben entfällt die Notwendigkeit der Bescheinigung durch einen Wirtschaftsprüfer.

Im Übrigen müssen die Unternehmen nicht mehr zwingend ihre individuellen Strombezugskosten zu Grunde legen. Es steht ihnen frei, wie sie ihre Strombezugskosten ex ante ermitteln. Begrenzt wird die Auswahl lediglich durch den Abrechnungszwang, der es sinnvoll erscheinen lässt, ein Verfahren zu wählen, dessen Ergebnisse möglichst nahe an den nach der Vorschrift zur Abrechnung zu berechnenden Stromkosten liegen.

Eine Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Anzeige der Differenzkosten wird durch diese Regelung jedoch nicht begründet. Vielmehr steht es jedem Unternehmen frei, die Differenzkosten gesondert auszuweisen.

#### **Absatz 2**

Absatz 2 stellt Anforderungen an den Inhalt der Differenzkostenanzeige. Weist ein Unternehmen ex ante Differenzkosten aus, ist an der gleichen Stelle deutlich sichtbar die dieser Berechnung zu Grunde liegende Menge Stroms aus Erneuerbaren Energien in Kilowattstunden anzugeben.

Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Berechnung der Differenzkosten ohne weitere Information nachvollziehbar und verständlich ist. Dies wird in Satz 2 noch einmal ausdrücklich gefordert. Aus diesem Grund sind auch Strommengen, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Unternehmen liefern, die nach §§ 40 ff. begünstigt sind, bei der Berechnung der Letztkunden angezeigten Differenzkosten nicht zu berücksichtigen. Andernfalls könnten sich nämlich allein aufgrund des jeweiligen Anteils der nach §§ 40 ff. begünstigten Stromkunden bei den verschiedenen Energieversorgungsunternehmen rechnerisch sehr unterschiedliche durchschnittliche Differenzkosten ergeben. Die angezeigten Differenzkosten hätten in dieser Durchschnittsbetrachtung für die nicht privilegierten Letztkunden keinen Informationswert mehr.

#### **Absatz 3**

Absatz 3 gibt den § 15 Abs. 1 S. 3 EEG 2004 unverändert wieder.

## **Zu § 54 Abrechnung**

Die Vorschrift regelt die Abrechnung der Differenzkosten in einem ex post Verfahren. Die Differenzkosten beziehen sich nach der gängigen Praxis auf die EEG-pflichtige Abgabe von Strom an Letztverbraucher. Insofern sind die Differenzkosten so zu berechnen, dass der Strom unberücksichtigt bleibt, der an Unternehmen geliefert wird, die unter die besondere Ausgleichregelung nach §§ 40 ff. fallen.

Die Regelung findet dann Anwendung, wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Kosten des EEG gegenüber einem Letztverbraucher getrennt ausweist oder einfordert. Eine Abrechnung im Sinne dieser Vorschrift muss stets erfolgen, wenn die Differenzkosten im Vorhinein angezeigt wurden. Die Regelung findet aber auch in dem Fall Anwendung, indem auf die fest vereinbarte Vergütung Differenzkosten aufgeschlagen werden, deren Höhe nicht vertraglich festgeschrieben ist, sondern von den tatsächlichen Kosten abhängt. Auch diese müssen nachträglich abgerechnet werden.

### **Absatz 1**

Die Abrechnungspflicht nach Absatz 1 schreibt eine Ermittlung der individuellen Kosten eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens basierend auf seinen tatsächlichen Strombezugskosten vor. Die Abrechnung muss jeweils zum 30. November eines Jahres für das Vorjahr erfolgen. Einfacher wäre es, die Abrechnung über die Differenzkosten an die Abrechnung über die Stromkosten zu binden. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen brauchen aber für die Abrechnung nach Absatz 1 die Abrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber, die sie erst zum 30. September erhalten.

Im Übrigen muss die Abrechnung nachvollziehbar begründet werden.

### **Absatz 2**

Absatz 2 ermöglicht den Unternehmen, bei der Differenzkostenberechnung nicht die individuellen Unternehmensdaten zu Grunde zu legen, sondern anhand allgemeiner Preise auf dem Strommarkt abzurechnen. Dies gibt den Unternehmen eine Möglichkeit abzurechnen, ohne sensible Daten, wie die eigenen Strombezugskosten, offen zu legen. Wählt ein Unternehmen dieses Verfahren, rechnet es nicht die eigenen, sondern die nach dem Markt zu erwartenden Differenzkosten ab. Danach kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Differenz zwischen den nach diesem Gesetz gezahlten Vergütungen für EEG Strom und dem arithmetischen Mittelwert der Settlement-Notierungen des Produktes "future base year" des für die Abrechnung jeweils maßgeblichen Kalenderjahres an der Strombörse European Energy Exchange AG (EEX) in Leipzig zugrunde legen. Dazu ist jeweils der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des dem betrachteten Jahres vorangegangenen Vorvorjahres und dem 30. September des Vorjahres zu betrachten.

Im Übrigen gelten die Anforderungen nach Absatz 1. Dies gilt sowohl für die Frist bis zu der die Abrechnung erfolgt sein muss als auch für die Begründungspflicht.

### **Absatz 3**

Absatz 3 stellt sicher, dass nicht nur eine Abrechnung erfolgt, sondern zu viel gezahlte Differenzkosten auch den Letztverbrauchern erstattet werden. Die Beweislast für die Richtigkeit der Abrechnung tragen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

## **Abschnitt 3 Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot**

### **Zu § 55 Herkunftsnachweis**

Die Vorschrift entspricht § 17 des bislang geltenden Rechts und dient der Umsetzung von Artikel 5 der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, welche den Mitgliedstaaten auferlegt, den Erzeugern von Strom aus Erneuerbaren Energien die Möglichkeit zu geben, sich für den von ihnen erzeugten Strom einen Herkunftsnachweis ausstellen zu lassen. Abweichend von den Begriffsdefinitionen dieses Gesetzes muss daher hier unmittelbar auf die Begrifflichkeiten der Richtlinie 2001/77/EG Bezug genommen werden. Ferner soll die Möglichkeit, Herkunftsnachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien durch überwachte Stellen auszustellen, dem Verbraucherschutz dienen.

#### **Absatz 1**

Um einen zuverlässigen Umgang mit den Anforderungen zu gewährleisten, soll die Aufgabe der Ausstellung des Herkunftsnachweises bei Umweltgutachtern bzw. Umweltgutachterorganisationen im Sinne des Umweltauditgesetzes liegen, die von der Deutschen Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH (DAU) überwacht werden.

#### **Absatz 2**

Die Richtlinie 2001/77/EG macht keine detaillierten Vorgaben über die Form des Herkunftsnachweises. Um zu vermeiden, dass verschiedenartige Herkunftsnachweise gebraucht werden, deren Aussagegehalt unter Umständen wesentlich voneinander abweicht, schreibt Absatz 2 einen Mindestgehalt an differenzierten Angaben vor. Der Angabenkatalog soll sicherstellen, dass die Abnehmer des Stroms alle nötigen Angaben erhalten, um das Stromangebot selbst beurteilen zu können. Dazu gehört auch das Wissen darüber, ob und inwieweit der Strom (nur) anteilig aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde (siehe Nummer 1).

#### **Absatz 3**

Absatz 3 soll die missbräuchliche Verwendung des Herkunftsnachweises verhindern.

#### **Absatz 4**

Nach Absatz 4 gelten Herkunftsnachweise über Strom aus Erneuerbaren Energien aus Anlagen in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft, die gemäß Art. 5 Abs. 2 der Richtlinie 2001/77/EG ausgestellt worden sind, als Nachweis der in Art. 5 Abs. 3 der Richtlinie genannten Punkte.

### **Zu § 56 Doppelvermarktungsverbot**

Die Vorschrift entspricht § 18 der bislang geltenden Fassung und soll verhindern, dass die positiven Umwelteigenschaften des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas, insbesondere die Tatsache, dass kein zusätzliches Kohlendioxid entsteht, mehrfach entlohnt wer-

den. Zu diesem Zweck wird in Absatz 1 verboten, dass der Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas mehrfach vermarktet wird. In Absatz 2 wird das Verbot auf entsprechende Nachweise ausgeweitet. Auch das in ein Gasnetz eingespeiste Deponie- und Klärgas oder Gas aus Biomasse fällt unter dieses Verbot. Absatz 3 regelt die Abgrenzung zu bestehenden Projektstätigkeiten nach dem Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG).

### **Absatz 1**

Absatz 1 stellt klar, dass eine mehrfache Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas sowie des in ein Gasnetz eingespeisten Deponie- und Klärgases oder des Gases aus Biomasse nicht zulässig ist. Dies dient dem Schutz der Stromabnehmer, die entweder freiwillig einen höheren Preis im Rahmen einer gesonderten Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas bezahlen oder infolge einer Weitergabe der EEG-Vergütung durch die Netzbetreiber einen anteiligen Beitrag zur Finanzierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Grubengas leisten.

Eine mehrfache Vermarktung desselben Stroms widerspricht dem Grundgedanken des Gesetzes. Die Vergütungssätze sollen Wettbewerbsverzerrungen gegenüber konventionell erzeugtem Strom ausgleichen und den Marktzutritt von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas ermöglichen. Die Höhe der gesetzlichen Vergütung ist so gewählt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb grundsätzlich möglich ist. Soweit Anlagenbetreiber die Vergütungen nach diesem Gesetz in Anspruch nehmen, überwiegt das Interesse der Stromverbraucher an einer auf das notwendige Maß begrenzten finanziellen Inanspruchnahme. Das Interesse der Anlagenbetreiber an einer Gewinnerhöhung durch gleichzeitige Inanspruchnahme zusätzlicher Einkommensquellen muss dahinter grundsätzlich zurückstehen. Es ist nicht Ziel des EEG, die Gewinne der Anlagenbetreiber zu erhöhen, sondern den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu fördern. Weiterhin möglich bleibt allerdings die Förderung der Errichtung und des Betriebs von Anlagen durch so genannte Spenden- oder Bonusmodelle im Ökostromhandel.

Das Doppelvermarktungsverbot ist auch für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt, deren Strom nicht nach diesem Gesetz vergütet wird. Auch sie können den Strom sowie die ökologischen Vorteile der Gewinnung nur einmal nutzen. Eine mehrfache Nutzung wäre eine Täuschung der Verbraucher, wenn sie etwa für die vermeintliche Lieferung von Ökostrom einen erhöhten Preis zahlen müssten.

Auch die Einbeziehung des in ein Gasnetz eingespeisten Biogases ist gerechtfertigt, da ein Netzbetreiber möglicherweise nicht nachvollziehen kann, ob das Gas nicht auch an einen weiteren Anlagenbetreiber vermarktet wurde. Eine solche Handlung würde sowohl die Anlagenbetreiber, die gegebenenfalls ihren Vergütungsanspruch verlieren könnten, als auch die betroffenen Netzbetreiber schädigen, da diese dann, ohne dazu verpflichtet zu sein, überhöhte Vergütung gezahlt hätten.

Schließlich gehören die neu in das EEG aufgenommen Veräußerungsverbote für EEG Strom hierher. Der durch einen Anlagenbetreiber einzuspeisende Strom darf nicht anderweitig verkauft werden, sondern muss im Wälzungsmechanismus verbleiben um die Vergemeinschaftung von Risiken und die Privatisierung von möglichen Gewinnen zu vermeiden.

### **Absatz 2**

Die Regelung des Absatzes 2 soll ebenfalls dem Missbrauch vorbeugen. Deshalb wird es den Anlagenbetreibern untersagt, jede Art von Nachweisen, die sie für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas erhalten (einschließlich so genannter „Grünstrom-



Zertifikate), weiterzugeben. Dieses Verbot betrifft sowohl nach Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommene Anlagen also auch Bestandsanlagen, die nach dem EEG 2000 oder EEG 2004 Vergütung beanspruchen. Der Begriff der Weitergabe ist dabei weit auszulegen. Darunter ist jede Handlung zu verstehen, die eine andere Person berechtigen soll, den Nachweis zu anderen als internen Prüfzwecken zu verwenden. Falls ein Anlagenbetreiber einen Nachweis dennoch weitergibt, verliert er für den Zeitraum, für den der Nachweis ausgestellt ist, den Anspruch auf die Vergütung nach diesem Gesetz oder für Bestandsanlagen anzuwendenden vorherigen Fassungen des EEG. Es steht dem Anlagenbetreiber somit frei, auf die garantierte Einspeisevergütung zu verzichten und den betreffenden Nachweis – und damit indirekt seinen Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas – auf andere Art wirtschaftlich zu nutzen.

### **Absatz 3**

Ergänzend zur Änderung von § 5 ProMechG (vgl. Artikel 2 Nr. 3b) sichert Absatz 3 die Abgrenzung der Anwendungsbereiche von EEG und ProMechG. Durch die Änderung von § 5 ProMechG (Artikel 2 Nr. 3b) ist eine Zustimmung zu Projektstätigkeiten ausgeschlossen, die bereits im Zeitpunkt der Antragstellung eine Vergütung des Stroms nach EEG erhalten können. Nicht erfasst von dieser Regelung sind diejenigen Fälle, bei denen eine Anlage im Zeitpunkt der Zustimmung nach § 5 ProMechG die Voraussetzungen für einen Vergütungsanspruch nach § 16 EEG noch nicht erfüllte, insbesondere wegen des zumindest teilweisen Einsatzes fossiler Brennstoffe, dafür aber zu einem späteren Zeitpunkt den Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien erzeugt. In diesem Fall wären EEG und ProMechG nachträglich parallel anwendbar. Absatz 3 verhindert diese mögliche Parallelität, indem die Vergütung nach EEG für den Zeitraum ausgeschlossen ist, in dem auf der Grundlage der Zustimmung für die Projektstätigkeit noch Emissionsreduktionseinheiten erzeugt werden können. In diesen Fällen beginnt die Vergütung nach EEG, sobald die bewilligte Laufzeit der Projektstätigkeit endet oder der Projektträger vor dem Ende der Laufzeit auf die Rechte aus der Zustimmung zur Projektstätigkeit verzichtet.

## **Teil 6 Rechtsschutz und behördliches Verfahren**

### **Zu § 57 Clearingstelle**

Die Bestimmung greift die bislang in § 19 enthaltene Regelung auf.

### **Zu § 58 Verbraucherschutz**

Die Vorschrift dient der Verhinderung von Absprachen zwischen Teilnehmern des Wälzungsmechanismus zu Lasten der Verbraucher. Letztlich ermöglicht der Wälzungsmechanismus ein Abwälzen von Kosten auf die Allgemeinheit, ohne dass sichergestellt wird, dass der Wälzungsmechanismus nur zu gesetzeskonformen Verhalten genutzt wird. In den letzten Jahren hat es eine Vielzahl von Missbrauchsfällen gegeben, die letztlich zu einem höheren Strompreis für die Letztverbraucher führen. Insofern soll durch die Einfügung dieser Vorschrift einem solchen Missbrauch vorgebeugt werden um die Interessen der Letztverbraucher an einer preisgünstigen und umweltfreundlichen Stromversorgung zu schützen.

Die Vorschrift soll es insbesondere Verbraucherschutzverbänden ermöglichen, den Ursachen ungerechtfertigter Belastungen entgegen zu treten. Neben diesen können aber auch Mitbewerber klagen und Verbände zur Förderung gewerblicher oder beruflicher Interessen sowie die Industrie-, Handels- und Handwerkskammern klagen, soweit die Interessen ihrer Mitglieder berührt sind. Angesichts der Tatsache, dass auch Industrie, Gewerbe und Handel zum Teil große Stromverbraucher sind, erscheint dies sinnvoll.

### **Zu § 59 Einstweiliger Rechtsschutz**

Die Vorschrift entspricht im Wesentlichen § 12 Abs. 5 der bislang geltenden Regelung des EEG 2004.

Die Vorschrift ermöglicht es einem Anlagenbetreiber, eine einstweilige Verfügung auf Anschluss, Abnahme und Vergütung zu erwirken, ohne darlegen zu müssen, dass die Verwirklichung seines Rechtes vereitelt oder wesentlich erschwert werden könnte oder zur Abwendung wesentlicher Nachteile oder zur Verhinderung einer drohenden Gefahr oder aus anderen Gründen nötig erscheint.

Die Notwendigkeit dieser Vorschrift ergibt sich aus der bisherigen überwiegenden Spruchpraxis der Zivilgerichte, die diese Voraussetzungen oftmals mit der Begründung eines späteren Schadensersatzanspruchs verneint haben. Somit war es den Anlagenbetreibern in der Regel unmöglich, ihre Rechte im Wege des vorläufigen Rechtsschutzes durchzusetzen, was in vielen Fällen dazu geführt hat, dass von den Vorhaben Abstand genommen wurde. Dieses Hindernis für den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird durch die Regelung beseitigt, ohne aber in die Rechte der Netzbetreiber einzugreifen, da die Regelung keine Erleichterungen hinsichtlich der Darlegung des Anordnungsanspruchs trifft und ein ausreichender finanzieller Schutz über mögliche Schadensersatzansprüche besteht.

Neu eingefügt wird mit der Neufassung die Regelung, wonach das zuständige Gericht bereits vor Genehmigung oder Errichtung der Anlage eine einstweilige Verfügung erlassen kann. Hintergrund für diese Erweiterung ist die Entscheidungspraxis der Gerichte, nach der teilweise angenommen wurde, eine Anlage müsse bereits genehmigt und/oder errichtet sein, um in den Anwendungsbereich des § 12 Abs. 5 EEG 2004 zu fallen. In diesem Fall würde die Regelung im Ergebnis allerdings leer laufen. Daher wird klarstellend geregelt, dass bereits vor Genehmigung oder Errichtung der Anlage einem Antrag auf einstweiligen Rechtsschutz stattgegeben werden kann.

### **Zu § 60 Nutzung von Seewasserstraßen**

Die Regelung stellt sicher, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, das Küstenmeeres unentgeltlich nutzen können. Die Freistellung gilt solange die Anlage einen Vergütungsanspruch nach dem EEG geltend macht. Damit soll ein Hemmnis für den Bau von Anlagen insbesondere für Offshore-Anlagen abgebaut werden.

## **Zu § 61 Aufgaben der Bundesnetzagentur**

Die Regelung entspricht im Wesentlichen der Vorschrift des § 19a EEG 2004. Neu eingefügt wurde jedoch die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zur Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit bei der Evaluierung des EEG. Die Regelung kann Mehrausgaben durch die Ausweitung der behördlichen Tätigkeit beim Bund verursachen. Sie ergeben sich u. a. aus der neuen Verpflichtung der Anlagenbetreiber, bei Wahl der Eigenvermarktung Daten direkt an die Bundesnetzagentur zu melden. Der konkrete Mehrbedarf ergibt sich in Abhängigkeit der Ausgestaltung der vorgesehenen Verordnungen. Über etwaige Mehrausgaben wird im Rahmen der Verhandlungen über den Haushalt 2009 entschieden. Dabei werden die Ergebnisse aus der zurzeit laufenden Personalbedarfsermittlung für den gesamten Energiebereich der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen sein.

### **Absatz 1**

Absatz 1 weist der Bundesnetzagentur die Aufgabe zu, die Einhaltung der den Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie deren Zusammenschlüssen obliegenden Verpflichtungen nach den §§ 35 und 51 bis 54 zu überwachen. Der bundesweite Ausgleichsmechanismus, beginnend bei dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, über die Übertragungsnetzbetreiber und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, gegen die Vergütungsansprüche und Stromabnahmeansprüche geltend gemacht werden, bis zum Letztverbraucher, dem infolge des bundesweiten Ausgleichs Differenzkosten in Rechnung gestellt werden, fällt unter diese Überwachungspflicht. Schließlich bezieht sich die Überwachung auch auf die Vorlage- und Veröffentlichungspflichten.

Bezüglich des Bereichs der Überwachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus ist Folgendes anzumerken: Nicht von der Aufgabenzuweisung umfasst ist die Frage der Berechtigung des von dem Anlagenbetreiber geltend gemachten Vergütungsanspruchs. Hierfür sind die zivilrechtlichen und zivilprozessualen Möglichkeiten ausreichend. Die Überwachung der jeweils beanspruchten Vergütungs- und Geldströme erfolgt durch einen Datenbankabgleich auf der Grundlage der automatisiert gemachten Angaben. Es müssen jeweils die mitgeteilten Ansprüche und die Summe der gezahlten Vergütungen bzw. Differenzkosten der Höhe nach abgeglichen werden. Die Datenbanksoftware soll so gestaltet werden, dass Abweichungen automatisch angezeigt werden. Nur im Fall von Abweichungen besteht Anlass, die zur Verfügung stehenden Kompetenzen zur Sachverhaltsaufklärung und ggf. zur Durchsetzung eines rechtmäßigen Handelns einzusetzen. Die Überwachung des § 35 im Hinblick auf die recht- und zweckmäßige Erstellung des Profils und den dafür notwendigen Verkauf von Strommenen bzw. die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt bereits aufgrund geltenden Rechts durch die Bundesnetzagentur, da die bei der Erstellung des Profils erzielten Erlöse und verausgabten Kosten in die Berechnung der Netzentgelte einfließen.

Satz 2 schreibt die Aufgabe der Bundesnetzagentur im Bereich der Evaluierung des EEG fest. Damit wird den erweiterten Befugnissen auch eine erweiterte Aufgabenzuweisung gegenübergestellt. Die Unterstützung bei der Evaluierung des EEG gilt fortlaufend sowohl im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts als auch bei der Erfüllung weiterer nationaler und internationaler Berichtspflichten. Hierzu zählen z.B. Berichtspflichten an die IEA, nach der Richtlinie 2001/77/EG sowie weitere Informationspflichten, die sich aus der Umsetzung der Beschlüsse des Europäischen Rates vom März 2007 ergeben werden.

## **Absatz 2**

Die Befugnisse der Bundesnetzagentur und das Verfahren richten sich nach den entsprechenden Vorschriften des 8. Teils des Energiewirtschaftsgesetzes. Einzelne gesondert genannte Vorschriften finden ausdrücklich keine Anwendung.

## **Absatz 3**

Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur werden gemäß den Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes durch Beschlusskammern getroffen. Die genannten Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes finden entsprechende Anwendung.

## **Absatz 4**

Nach Absatz 4 kann die Bundesnetzagentur für ihre Tätigkeiten Kosten erheben.

## **Zu § 62 Bußgeldvorschriften**

Die Verhängung von Bußgeld war in § 19b des EEG 2004 geregelt. Die Bußgeldtatbestände wurden erweitert und die Obergrenze für die Geldbuße angepasst.

### **Absatz 1**

Die Bußgeldregel ergänzt die vorgesehenen Möglichkeiten der Bundesnetzagentur nach § 61 um die Möglichkeit der bußgeldbewehrten Sanktion. Die Bußgeldvorschrift ermöglicht die Sanktionierung von bestimmten Verpflichtungen nach dem EEG und Verstößen gegen vollziehbare Anordnungen entsprechend § 61 und stellt damit einen wichtigen Baustein zur Durchsetzung der gesetzlichen Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dar.

### **Absatz 2**

Absatz 2 regelt die Höhe der Bußgelder.

### **Absatz 3**

Absatz 3 bestimmt, dass die Bundesnetzagentur die zuständige Behörde ist.

## **Zu § 63 Fachaufsicht**

Die Fachaufsicht über Bundesbehörden wird nach Satz 1 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ausgeübt, soweit diese Aufgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vollziehen. Nach Satz 2 gilt dies nicht für die Bundesnetzagentur, die der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unterliegt.

## **Teil 7 Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen**

## **Zu § 64 Verordnungsermächtigung**

Die Norm ist die zentrale Ermächtigungsgrundlage für Verordnungen auf der Grundlage des EEG. Sie fasst die bislang verstreut über das EEG vorhandenen Ermächtigungsgrundlagen zusammen und ergänzt sie entsprechend den entstandenen Bedürfnissen der Praxis. Die Vorschrift sieht vor, dass die Rechtsverordnungen ohne Zustimmung des Bundesrates erlassen werden können. Hier handelt es sich um eine rein deklaratorische Regelung.

### **Absatz 1**

Die Verordnungen nach Absatz 1 ergehen als Regierungsverordnungen.

Nummer 1 ermächtigt zum Erlass einer Verordnung, die Anforderungen an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befeuerung bestimmt. Zudem kann ein Betrag festgelegt werden, um den sich die Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen nach § 29 Abs. 2 Satz 1 erhöht, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme diese Anforderungen erfüllen.

Nummer 2 ermächtigt zum Erlass einer Verordnung, die regelt, welche Stoffe im Anwendungsbereich des § 27 als Biomasse gelten, welche Anforderungen bei ihrer Erzeugung zu beachten sind, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen und welche Umweltauflagen dabei einzuhalten sind. Diese Ermächtigung entspricht damit inhaltlich § 8 Abs. 7 EEG 2004.

Nummer 3 ermächtigt dazu, abweichend von der Anlage 1 Verfahren oder Techniken zu bestimmen, für die Anspruch auf den Technologiebonus besteht oder nicht mehr besteht, um sicherzustellen, dass nur nach dem neuesten Stand der Technik innovative Technologien den Bonus erhalten. Geregelt werden können auch die technischen und rechtlichen Bedingungen für die Nutzung des Gasnetzes und der Anerkennung von aus dem Gasnetz entnommenem Gas als Deponie-, Klär- und Biogas.

Nummer 4 ermächtigt dazu, ergänzend zu Anlage 3 und Anlage 4 zugelassene oder nicht zugelassene Wärmenutzungen zu bestimmen.

Nummer 5 ermächtigt dazu, ergänzend zu der Definition in Anlage 5 Vorschriften zur Ermittlung und Anwendung des Referenzertrages zu erlassen.

Nummer 6 ermöglicht die Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichs mit dem Ziel einer stärkeren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas. Nach Buchstabe a) können die Veräußerung des Stroms ganz oder teilweise durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Anlagenbetreiber oder geeignete Dritte, auch in Kombination mit einem festen Anteil, der von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Profil abzunehmen ist, sowie die hierfür erforderlichen Modalitäten, insbesondere die organisatorische und zeitliche Abwicklung des Ausgleichs, geregelt werden. Buchstabe b) ermächtigt dazu, Anlagenbetreibern das Recht zu geben, im Falle der Eigenvermarktung des Stroms einen finanziellen Anreiz in Anspruch zu nehmen. Auch die Art und Höhe des Anreizes und die Anspruchsvoraussetzungen können in der Verordnung geregelt werden. Eine wesentliche langfristige Zielsetzung des EEG ist, dass die technologisch ausgereiften Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger vollständiger Internalisierung der externen Kosten konventioneller Energieträger und einer erfolgreichen Liberalisierung der Strommärkte selbständig auf den Märkten bestehen

können. Neben der Degression der Stromerzeugungskosten setzt dies auch voraus, dass die EEG-Stromerzeuger über das notwendige Wissen und die Partner verfügen, um unter den komplexen Abläufen der Strommarktes agieren zu können. Eine zentrale politische Zielsetzung des EEG ist die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Stromsektor auf mehr als 25 Prozent im Jahr 2020. Ein derart hoher Anteil von EEG-Strom hat erhebliche Rückwirkungen auf den Betrieb des Stromsystems und die Marktsituation. Die Ausschöpfung der Verordnungsermächtigung für einen optional gleitenden Anreiz eröffnet den Erneuerbaren Energien die Möglichkeit, bei begrenzten Risiken und Chancen Erfahrung auf den Strommärkten zu sammeln und bietet die Voraussetzung für neuartige Akteurswechselbeziehungen, z.B. zwischen Erneuerbare-Energie-Erzeugern, Händlern, Lastmanagementanbietern, etc. Es ist zu erwarten, dass über Preissignale der Strommärkte kostengünstige Optionen für die Systemintegration aktiviert werden können.

Nummer 7 ermächtigt dazu, ergänzend zu §§ 45 bis 56 Anforderungen an die Art und Aufbereitung der zu liefernden Daten zu stellen, soweit dies erforderlich ist, um den bundesweiten Ausgleich nachvollziehbar zu machen.

Nummer 8 ermächtigt dazu, technische Anforderungen an Anlagen zu stellen, um die technische Sicherheit und die Systemstabilität zu gewährleisten.

## **Absatz 2**

Absatz 2 ermächtigt das Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz zum Erlass von Rechtsverordnungen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse.

Nummer 1 ermächtigt zum Erlass einer Verordnung, die Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung der Biomasse regelt.

Nummer 2 ermächtigt dazu, ergänzend zu Anlage 2 Stoffe zu bestimmen, die als nachwachsende Rohstoffe gelten oder nicht als solche gelten, insbesondere um Zweifelsfälle auszuräumen. Daneben können auch rein pflanzliche Nebenprodukte einschließlich ihrer Standard-Biogaserträge festgelegt werden.

## **Zu § 65 Erfahrungsbericht**

Die Regelung dient dazu, die Wirksamkeit des Erneuerbare Energien Gesetzes zu überprüfen. Hierzu sind insbesondere der Grad der Marktdurchdringung und die technologische Entwicklung bei Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zu beobachten und gegebenenfalls Hinweise auf die Notwendigkeit zur Anpassung der Höhe der Vergütungssätze einschließlich der Degression für Neuanlagen zu ermitteln. Daneben soll der Erfahrungsbericht die Entwicklung der Stromgestehungskosten und von Speichertechnologien, die ökologische Bewertung der von der Nutzung Erneuerbarer Energien ausgehenden Auswirkungen auf Natur und Landschaft sowie die unentgeltliche Nutzung öffentlicher Gewässer durch Windenergieanlagen nach dem Bundeswasserstraßengesetz zum Gegenstand haben. Im Rahmen des Erfahrungsberichtes soll auch über die Tätigkeit von Bundesnetzagentur und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle unterrichtet werden. Neben der alle vier Jahre erfolgenden Überprüfung dieses Gesetzes durch den Erfahrungsbericht erlaubt die Vorschrift eine fortlaufende Evaluierung, die aus gegebenem Anlass jederzeit oder in einem laufenden Prozess erfolgen kann.

## **Zu § 66 Übergangsbestimmungen**

Übergangsvorschriften verdrängen, soweit sie bestehen, entsprechende Regelungen dieses Gesetzes.

### **Zu Absatz 1**

Die Vorschrift nimmt den Großteil der Vergütungsvorschriften sowie einige andere Regelungen von einer Geltung für Anlagen aus, die bereits vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen waren. Bei diesen bestehenden Anlagen bedarf es regelmäßig keiner zusätzlichen finanziellen Anreize, um diese Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Andererseits muss auch das geschützte Vertrauen der Investoren berücksichtigt werden. In Absatz 1 nicht ausdrücklich genannte Regelungen finden auch auf bereits bestehende Anlagen Anwendung. Insoweit besteht für eine Fortgeltung der bisherigen Regelungen keine Veranlassung. Die Anwendung unterschiedlicher Bestimmungen würde die Gefahr von Rechtsunsicherheiten und Unstimmigkeiten mit sich bringen.

Der Katalog des Absatzes 1 legt Ausnahmen von der Geltung des neuen Rechts für Altanlagen fest.

Nummer 1 Die Vorschrift soll sicherstellen, dass Altanlagen mit einer Leistung über der Bagatellgrenze mit den in § 6 Nr. 1 genannten technischen Einrichtungen bis zum 31.12.2010 ausgestattet bzw. nachgerüstet werden.

Nummer 2 enthält eine Übergangsregelung für Biomasseanlagen, die vor dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb gegangen sind. Für diese Anlagen gilt neben § 27 Abs. 1 Nr. 1 auch die Anlage 2 zum Nawaro-Bonus. Nicht für Altanlagen gelten jedoch Nummer I.2 und IV.8 der Anlage 2. Dies betrifft neben der Beschränkung des Nawaro-Bonus für flüssige Biomasse auf Anlagen mit einer Leistung bis 150 Kilowatt auch den Einsatz von Schlempe, die auch weiterhin von Altanlagen mit Anspruch auf den Nawaro-Bonus genutzt werden kann. Dies betrifft jedoch nur Schlempe aus einer landwirtschaftlichen Brennerei im Sinne des § 25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 612-7, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 120 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407) handelt, für die keine andere Verwertungspflicht nach § 25 Abs. 2 Nr. 3 oder Abs. 3 Nr. 3 des Gesetzes über das Branntweinmonopol besteht. Die Geltung der Anlage 2 hat zur Folge, dass neben der Erhöhung des Nawaro-Bonus auch die Zulässigkeit des Einsatzes von bestimmten pflanzlichen Nebenprodukten auf Altanlagen Anwendung findet.

Nummer 3 bestimmt für Biomasseanlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden und nach Inkrafttreten dieser Gesetzesfassung erstmals in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 betrieben werden, einen Anspruch auf den KWK-Bonus in Höhe von 3,0 Cent pro Kilowattstunde. Mit dieser Regelung soll eine stärkere, sinnvolle Wärmenutzung auch bei Altanlagen gefördert werden.

Nummer 4 lockert im Rahmen der Stromerzeugung aus Biomasse auch für Altanlagen das Ausschließlichkeitsprinzip dahingehend, dass auch Altanlagen neben Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung sonstige Biomasse einsetzen können, ohne den Anspruch auf Vergütung zu verlieren. Sonstige Biomasse umfasst Stoffe, die die zwar Biomasse im Sinne der Biomasse-Definition der Richtlinie 2001/77/EG sind, nicht aber unter die Biomasseverordnung fal-

len, wie beispielsweise Klärschlamm. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigeren oder regelbaren Produktion von Strom beitragen. Die Anlagenbetreibenden müssen jedoch in diesem Fall durch ein Einsatzstofftagebuch nachweisen, welche Stoffe eingesetzt wurden. Dabei ist auch der untere Heizwert der eingesetzten Stoffe anzugeben und auf dessen Grundlage der Anteil des Stroms zu ermitteln, der aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt wurde. Nur diese Strommenge kann nach den Vergütungsvorschriften für Biomasse vergütet werden.

Nummer 5 enthält eine Sonderregelung für Altanlagen mit einer installierten Leistung über 20 Megawatt, die Schwarzlauge einsetzen und bestimmten Mindestanforderungen genügen.

Diese Anlagen waren aus ökologischen und ökonomischen Gründen bislang nicht vom EEG erfasst. Denn Anlagen über 20 Megawatt haben einerseits einen immensen Rohstoffbedarf, der nur mit ökologisch problematischen Transporten aus großer Entfernung gedeckt werden kann. Zum anderen hat die Nachfrage, die von großen Anlagen induziert wird, auf dem knappen Markt für Biomasse erhebliche Auswirkungen auf die Nachfrageströme und die Preise, die auch bestehende Anlagen der energetischen und stofflichen Verwertungen stark tangieren.

Bei Zellstoffanlagen, die Schwarzlauge energetisch verwerten, sind diese negativen Auswirkungen nicht zu erwarten, denn diese Anlagen induzieren keine zusätzliche Nachfrage nach Biomasse. Schwarzlauge fällt in dem Maße an, wie Zellstoff erzeugt wird.

Vor diesem Hintergrund ist eine Sonderregelung für bestehende Anlagen grundsätzlich verfassungsrechtlich problematisch. Denn die Vergütung muss über den bundesweiten Ausgleich im Ergebnis von den Stromvertriebsunternehmen aufgebracht werden. Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung des Stroms ist ein Eingriff in deren Grundrecht auf wirtschaftliche Betätigungsfreiheit (Art. 12 GG), der erforderlich und im engeren Sinne verhältnismäßig sein muss. Einerseits wird aber die Schwarzlauge als Abfallprodukt der Zellstoffproduktion in bestehenden Anlagen ohnehin energetisch verwertet. Die Vergütung nach EEG führt also zu keiner zusätzlichen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Andererseits müssen für jede einzelne Anlage schon dafür erhebliche Vergütungssummen aufgebracht werden, um andere Vorteile, auf die die Anlagen bei der Aufnahme in das EEG verzichten müssen (e.g. Vermarktung des Stroms über die Börse, Emissionsrechte, Vermarktung des „grünen Anteils“ über den Ökostrommarkt) auszugleichen.

Daher kann die Aufnahme in das EEG nur unter engen und strengen Voraussetzungen erfolgen, die den Fortbestand bestehender Zellstoffwerke sichert, bloße Mitnahmeeffekte so weit wie möglich ausschließt und keine Anreize für neue große Biomasseverwertungsanlagen setzt. Die Regelung des Satzes 1 stellt daher eine Reihe von Mindestanforderungen auf:

Buchstabe a verlangt einen Anteil von 90 Prozent (bezogen auf den unteren Heizwert) an Schwarzlauge, um die Regelung tatsächlich auf die Zellstoffindustrie zu begrenzen und so ökonomisch zu rechtfertigen.

Buchstabe b begrenzt den sachlichen Anwendungsbereich auf hocheffiziente KWK-Anlagen. Andernfalls wäre die Einbeziehung großer Anlagen insbesondere angesichts des ökologischen „Transportrucksacks“ und der Nutzungskonkurrenz ökologisch nicht zu rechtfertigen.

Buchstabe c verlangt 5000 Volllastbenutzungsstunden im Jahr und dient ebenso dazu, die ökologische Effizienz sicher zu stellen. Dabei wird über den Verweis auf § 3 Abs. 4 KWKG an die Definition im KWK-Gesetz angeknüpft. Erforderlich ist also, dass aus einem KWK-Prozess Nutzwärme ausgekoppelt wird, die außerhalb der KWK-Anlage für Raumheizung,



Warmwasserbereitung, Kälteerzeugung oder Prozesswärme verwendet wird und auch die übrigen Voraussetzungen des § 3 KWKG erfüllt werden.

Buchstabe d begrenzt den zeitlichen Anwendungsbereich auf Anlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb gegangen sind. Alle anderen Anlagen konnten nach dem Inkrafttreten des EEG nicht auf den Fortbestand der Marktsituation für Biomasse vertrauen. Denn das EEG 2004 sah zahlreiche Verbesserungen für die Stromerzeugung aus Biomasse vor (etwa einen Bonus für nachwachsende Rohstoffe und einen KWK-Bonus), die bei einem knappen Markt zwangsläufig Auswirkungen auf die Stoffströme hatten.

Auf der Rechtsfolgenseite begrenzt das Gesetz den Vergütungsanspruch im Wesentlichen auf den Strom, der in das Netz eingespeist wird. Für den für die Produktion des Zellstoffs benötigten Anteil ist die Vergütung ausgeschlossen. Der Netzbetreiber kann für die Ermittlung dieses Anteils die Differenz zwischen dem an dem betreffenden Zellstoffstandort ein- und dem ausgespeisten Strom bilden. Hintergrund der Beschränkung ist die Grundrechtsrelevanz der Vergütungsregelung angesichts der ökologischen und ökonomischen Folgewirkungen. Im Übrigen gelten über die Verweisungskette in § 66 Abs. 1 die Regelungen des EEG 2004 (dort insbesondere § 8 und § 21), soweit § 66 selbst keine abweichende Regelung trifft. Die Vergütung des Anteils bis 20 Megawatt bestimmt sich – je nach Inbetriebnahmejahr - damit nach § 8 EEG 2004 bzw. nach § 5 EEG 2000. Auch im Übrigen gelten aus Gründen der gebotenen Gleichbehandlung die nach § 66 anwendbaren Vorschriften.

Satz 2 stellt deklaratorisch klar, dass eine Zuteilung von Berechtigungen nach dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz ausgeschlossen ist. Nach Satz 3 ist ein Widerruf möglich.

Die Sätze 4 und 5 regeln den Nachweis der Voraussetzungen des Satzes 1.

Nach Nummer 6 erhalten Windenergieanlagen, die nach dem 31.12.2001 und vor Inkrafttreten dieser Gesetzesfassung in Betrieb genommen wurden, einen Systemdienstleistungsbonus in Höhe von 0,7 Cent je Kilowattstunde für die Dauer von fünf Jahren, sobald sie vor dem 01.01.2011 erstmals die Anforderungen der nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 erlassenen Verordnung erfüllen. Daraus ergibt sich, dass die Anlagen diese Anforderungen aufgrund einer Nachrüstung einhalten müssen. Nur in diesem Fall ist eine erhöhte Vergütung gerechtfertigt. Zudem muss der Netzbetreiber die netztechnische Notwendigkeit dieser Maßnahmen bescheinigen. Im Fall des Repowerings wird dieser Systemdienstleistungsbonus nicht von der abgebauten auf die neue Anlage übertragen.

### **Zu Absatz 2**

Absatz 2 regelt die Geltung der Biomasseverordnung als Verordnung im Sinne des § 64 Abs. 1 Nr. 1.

### **Zu Absatz 3**

Absatz 3 regelt die Fortgeltung des Vergütungsausschlusses für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, die zu über 25 Prozent dem Bund oder einem Land gehören und bis zum 31. Juli 2004 in Betrieb genommen wurden.

## **Zu Anlage 1 (Technologiebonus)**

In der Anlage 1 wird die Regelung des bisherigen § 8 Abs. 4 EEG 2004 wiedergegeben. Der Technologiebonus kann für Strom aus Klär-, Deponie- und Grubengas sowie aus Biomasse beansprucht werden. Die Voraussetzungen des Technologiebonus sind weitgehend bestehen geblieben. Es ist lediglich das Verfahren der Trockenfermentation gestrichen worden, da in der Praxis viele Trockenfermentationsanlagen betrieben wurden, die die Anforderungen an ein innovatives, klimaschonendes Verfahren nicht erfüllen. Daneben hat sich das Verfahren der Trockenfermentation in den zurückliegenden Jahren zur Marktreife entwickelt, so dass eine Förderung als innovative Technologie nicht mehr erforderlich ist.

Mit dem Technologiebonus trägt das Gesetz dem Interesse Rechnung, einen spezifischen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und damit umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken zu setzen, deren Anwendung regelmäßig mit höheren Investitionskosten verbunden ist. Der Bonus schafft damit einen Anreiz, innovative technische Verfahren zur Anwendung zu bringen und möglichst hohe Wirkungsgrade sowie niedrige Schadstoffwerte anzustreben. Die Vorschrift setzt so einen wichtigen Anreiz für eine zukunftsweisende Technologieentwicklung. Mittel- und langfristig sollen die innovativen Technologien zur Kostensenkung beitragen.

Im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse ist der Technologiebonus mit dem Nawarobonus und dem KWK-Bonus kumulierbar. Der Technologiebonus selbst kann jedoch nur einmal beansprucht werden, auch wenn gleichzeitig mehrere Tatbestände der Anlage 1 erfüllt werden.

Nummer 1 der Anlage formuliert Anforderungen, die bei der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und der Einspeisung in das Erdgasnetz einzuhalten sind. Durch die Einspeisung von auf Erdgas aufbereitetem Gas aus Biomasse kann das Gas zu Standorten mit ausreichendem Wärmebedarf transportiert werden und dort effizient in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt werden. Die hohen Kosten der Gasreinigung werden über den Technologiebonus aufgefangen. Durch das Gas aus Biomasse kann in vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Erdgas verdrängt und somit ein Beitrag zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz geleistet werden. Im Falle der Inbetriebnahme einer neuen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die mit Gas aus Biomasse bzw. Klär- oder Deponiegas betrieben wird, erhöht sich zudem der Anteil der Stromerzeugungsanlagen mit besonders guter Energieeffizienz. Im Rahmen der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist ausnahmsweise die technisch erforderliche Konditionierung durch LPG zulässig.

Nummer 1a) begrenzt die Methanemissionen in die Atmosphäre auf maximal 0,5 Prozent. Grund dafür ist die erhebliche Klimarelevanz von Methan. Methanemissionen sind um ein Vielfaches (23-fach) klimarelevanter als die gleiche Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen, so dass diese Emissionen bei der Aufbereitung des Gases auf das kleinstmögliche Maß zu reduzieren sind, maximal jedoch 0,5 Prozent nicht überschreiten dürfen. Entsprechend der technischen Möglichkeiten sollten die Methanemissionen auch über die Anforderungen der Nummer 1a) hinausgehend so weit wie möglich reduziert werden. Dies ergibt sich schon aus dem Zweck dieses Gesetzes. Nummer 1b) begrenzt den maximalen Stromverbrauch für die Aufbereitungstechnik auf maximal 0,5 Kilowattstunden je Normkubikmeter Biorohgas. Dieser Grenzwert soll sicherstellen, dass der positive Klimaeffekt der nachhaltigen und ökologischen Biomethanherzeugung nicht durch den Eigenstrombedarf verringert wird. Der Grenzwert von 0,5 kWh/m<sup>3</sup> Biorohgas (bei 5,3 kWh/m<sup>3</sup>) für die Gasaufbereitung entspricht etwa 10 Prozent Eigenenergiebedarf für die Aufbereitung. Als Aufbereitung wird die Anlagentechnik angesehen,

die sich zwischen Biorohgasleitung vom Fermenter und Biomethanleitung zum Nachverdichter (der den Einspeisedruck sicherstellt) befindet. Diese Anlagentechnik bereitet das durch die Vergärung erzeugte unbehandelte Biorohgas auf Erdgasqualität auf. Die Stromaufnahme für die Aufbereitung muss durch eine eigene Messeinrichtung nachgewiesen werden. Nach den technischen Möglichkeiten der Anlagen sollte im Hinblick auf den Zweck des Gesetzes auch eine weitere Verringerung des spezifischen Strombedarfs der Gasaufbereitung über diesen Grenzwert hinaus erreicht werden. Nach Nummer 1c) muss der darüber hinaus nachgewiesen werden, dass die zur Klär- und Biogaserzeugung und zur Aufbereitung verwendete Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt.

Nummer 2 betrifft die thermochemische Vergasung. Darunter ist die thermochemische Umwandlung in einem wärmeinduzierten Prozess von Biomasse in einen gasförmigen Sekundärenergieträger zu verstehen. Sie ist klar zu unterscheiden von der anaeroben Vergärung von Biomasse zu Biogas, denn dabei handelt es sich um einen mehrstufigen biochemischen Prozess. Die bei der thermochemischen Vergasung und bei der anaeroben Vergärung entstehenden Gase sind nicht gleichzusetzen. Bei dem aus der thermochemischen Vergasung entstandenen Gas handelt es sich nicht um Biogas im Sinne dieses Gesetzes.

Bei den Verfahren nach Nummer 3 entfällt der Technologiebonus nur auf den Teil des Stroms, der in den genannten, also innovativen, Verfahren erzeugt wird. Dies betrifft insbesondere nachgeschaltete Organic-Rankine-Cycle-Prozesse. Der Technologiebonus ist im Rahmen von Nummer 4 an die Bedingung geknüpft, dass die Anlage auch in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 betrieben wird. Maßgeblich ist dabei insbesondere eine sinnvolle Wärmenutzung. Alternativ ist nach Buchstabe b ausreichend, wenn die Anlage einen elektrischen Wirkungsgrad von 45 Prozent erreicht.

Mehrstoffgemischanlagen, darunter das heute bekannteste Verfahren, die Kalina-Technologie, ermöglichen über höheren Druck vor allem bei vergleichsweise niedrigeren Temperaturen höhere Wirkungsgrade als dies bei Anlagen möglich ist, die nur mit einem Stoff gefahren werden. Der Dachbegriff wurde gewählt, da andere Gemischkombinationen als bei der Kalina-Technologie möglich sind, die zu noch höheren Wirkungsgraden gelangen können. Die Gasturbine umfasst alle Größenklassen und damit auch Mikrogasturbinen.

## **Zu Anlage 2 (Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen)**

Anlage 2 gibt im Wesentlichen den bisherigen § 8 Abs. 2 EEG 2004 wieder. Gegenüber dieser Regelung wurden eine Positiv- und eine Negativliste zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten aufgenommen. Zudem wurde die Höhe des Bonus angepasst und der Einsatz bestimmter rein pflanzlicher Nebenprodukte bei der anaeroben Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle zugelassen. Bisläng ungenutzte, im Umkreis der Biogasanlage anfallende pflanzliche Nebenprodukte können mit dieser Lockerung des Ausschließlichkeitsgrundsatzes beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle nunmehr energetisch verwertet werden. Anspruch auf den Nawaro-Bonus besteht weiterhin nur für den Anteil des Stroms, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wurde.

Die Anlage 2 legt für die drei unteren Leistungsbereiche des § 27 einen Bonus für den Fall fest, dass ausschließlich bestimmte Biomassearten zum Einsatz kommen. Die Regelung resultiert aus den Erfahrungen, nach denen ein wirtschaftlicher Betrieb von kleinen Anlagen nicht erreicht werden kann, wenn ausschließlich (rein) pflanzliche Stoffe aus Landwirtschaft und Gartenbau, Fäkalien aus der Landwirtschaft und/oder Waldrestholz eingesetzt werden. Rein

pflanzliche Einsatzstoffe (insbesondere nachwachsende Rohstoffe und Waldrestholz) sind gegenüber Biomasse aus Abfällen ungleich teurer. Kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen, deren Haupteinsatzstoff Gülle ist, können nur rentabel betrieben werden, wenn in beträchtlichem Umfang energiereiche Kofermente aus Abfällen (insbesondere tierische Fette) eingesetzt werden. Der Markt für derartige Stoffe ist jedoch eng begrenzt. Es zeichnet sich deshalb ab, dass das große Nutzungspotenzial der Biomasse land- und forstwirtschaftlicher Herkunft ohne zusätzliche Anreizinstrumente nicht in dem wünschenswerten Umfang erschlossen werden kann. Durch den Bonus soll der Begrenztheit und einer Fehlleitung von Abfallstoffströmen begegnet werden und ein Beitrag zur Erschließung nachwachsender Rohstoffe zur energetischen Nutzung geleistet werden. Die Höhe des Bonus ist nach Anlagengrößen gestaffelt, wodurch die unterschiedlichen Kostenstrukturen zum Ausdruck kommen. Der Einkauf größerer Mengen nachwachsender Rohstoffe für größere Anlagen ist mit deutlichen Preisvorteilen verbunden.

Voraussetzung für den Bonus ist, dass die Stromerzeugung ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder bei der Stromerzeugung aus Biogas (anaerobe Vergärung) aus Gülle oder einer Kombination (z.B. Stallmist als Mischung von Gülle und rein pflanzlichem Material) der beiden Stoffe erfolgt. Ebenfalls zulässig ist nunmehr im Rahmen der Stromerzeugung aus Biogas die Kombination der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle mit rein pflanzlichen Nebenprodukten der Positivliste Nummer V. Die eingesetzten Stoffe müssen in letzterem Fall von der Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstofftagebuch nachgewiesen werden, das von einem Umweltgutachter überprüft wird. Der jeweilige Anlagenbetreiber ist gehalten, selbst für die Einhaltung zu sorgen. Speziell bei Biogasanlagen macht sich das Gesetz insoweit die strengen seuchenhygienischen Kontrollvorschriften der EG-Hygiene-Verordnung (Verordnung EG Nr. 1774/2002 mit Hygienevorschriften für nicht zum menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte, ABl. EG Nr. L 271 v. 10.10.2002, S. 1), die neben der Eigenkontrolle eine regelmäßige behördliche Überwachung vorsieht, zu Nutze. Nummer 1a) steht nicht dem Einsatz von Betriebshilfsmitteln entgegen. Diese Betriebshilfsmittel verfolgen das Ziel, die Prozessführung zu stabilisieren und zu verbessern, um so eine höhere Effizienz zu erreichen. Für den Anspruch auf den Nawaro-Bonus unerheblich ist daher der Einsatz von Betriebshilfsmitteln, die der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzurechnen sind und aus denen selbst nachweislich keine nennenswerte Gas- bzw. Stromproduktion erfolgt. Nach Nummer 1c) darf sich auf demselben Betriebsgelände keine Biomasseanlage befinden, die gleichzeitig Strom aus sonstigen, nicht von Buchstabe a erfassten Stoffen, erzeugt. Demnach dürfen auf demselben Betriebsgelände keine anderen Stoffe eingesetzt werden als nachwachsende Rohstoffe, Gülle oder die in der Liste Nr. V. bezeichneten rein pflanzlichen Nebenprodukte. Diese Regelung dient der Vermeidung von Missbrauchsfällen. Die Einhaltung dieser Voraussetzungen wird durch Nummer VII.2. zusätzlich abgesichert, indem dieser als Folge der Nichtbeachtung den dauerhaften Verlust des Bonus festlegt.

Nach Nummer I. 2. wird der Bonus für Strom aus flüssiger Biomasse auf die Leistungsklasse bis 150 Kilowatt beschränkt. Die Vergärung von Gülle ist von dieser Einschränkung nicht erfasst. Mit dieser Regelung soll – wie auch mit der Positiv- und Negativliste – insbesondere die Nutzung von nicht nachhaltig erzeugten Pflanzenölen verhindert werden. Hierbei sind insbesondere Palm- und Sojaöl zu nennen. Die besondere Problematik des Palmöls besteht darin, dass zur Anlage von Ölpalmsplantagen in Südostasien und Südamerika auch Tropenwald vernichtet wird, teils durch illegalen Holzeinschlag. Auch die Vertreibung indigener Völker wird mit dem zunehmenden Sojaanbau in Verbindung gebracht. Derartige Praktiken stehen in der berechtigten Kritik von Umwelt- und Sozialverbänden, die auf Einhaltung von Umwelt- und Sozialkriterien bei der Herstellung von Palm- und Sojaöl drängen. Der Einsatz nicht nachhaltig erzeugten Pflanzenöls zur Stromerzeugung entspricht nicht den Zielen des

EEG und kann daher auch nicht über den Nawaro-Bonus gefördert werden. Gleichmaßen dient Nummer 2 der Vermeidung von Konkurrenzen mit dem Kraftstoffmarkt, denn zur Erreichung der anspruchsvollen deutschen Biokraftstoffziele sind kurz- mittelfristig Pflanzenöle und Bioethanol unverzichtbar, während für die Stromerzeugung aus Biomasse bereits heute ein weites Spektrum fester und gasförmiger Biomasse zur Verfügung steht. In Satz 2 wird klargestellt, dass der für die Zünd- und Stützfeuerung notwendige Einsatz flüssiger Biomasse dem Anspruch auf den Nawaro-Bonus nicht entgegensteht, auch wenn die Leistung der Anlage 150 Kilowatt überschreitet.

Nummer I.3. stellt klar, dass der Nawaro-Bonus nur für den Anteil des Stroms beansprucht werden kann, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wurde. Für den Anteil des Stroms, der den rein pflanzlichen Nebenprodukten der Positivliste V zuzurechnen ist, besteht kein Anspruch auf den Bonus. Werden bei der Stromerzeugung aus Biogas auch rein pflanzliche Nebenprodukte eingesetzt, ist der Anteil des Stroms zu ermitteln, der auf die nachwachsenden Rohstoffe oder die Gülle zurückzuführen ist. Dies hat auf Grundlage der Standard-Biogaserträge der rein pflanzlichen Nebenprodukte, die in der Positivliste Nr. 5 aufgeführt sind, zu erfolgen. Diese Berechnung ist von einem Umweltgutachter durchzuführen und nachzuweisen.

Nummer II.1. und 2. bestimmen die Begriffe nachwachsende Rohstoffe und Gülle näher. Nachwachsende Rohstoffe schließen sämtliche Arten pflanzlicher Stoffe ein (also insbesondere, aber nicht ausschließlich zum Zwecke der Energieerzeugung angebaute pflanzliche Rohstoffe, ferner Waldrestholz, Landschaftspflegeschnitt usw.). Voraussetzung ist jedoch, dass diese Stoffe in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und nur im Zuge der Ernte, im Rahmen ihrer Konservierung oder zur Nutzung in der Biomasseanlage aufbereitet oder verändert wurden. Jede sonstige Änderung oder Vermischung führt dazu, dass eine Erhöhung der Mindestvergütung ausgeschlossen ist. Mit diesen Voraussetzungen sollen die nachwachsenden Rohstoffe auch von Abfällen abgegrenzt werden. Mit der Positivliste werden die nachwachsenden Rohstoffe konkretisiert. Gülle erstreckt sich auf sämtliche Fäkalien tierischer Herkunft. Das ergibt sich aus der umfassenden Definition für Gülle in Anhang I Nr. 37 der EG-VO Nr. 1774/2002, die insoweit durch die EG-VO Nr. 808/2003 vom 12. Mai 2003 neu gefasst worden ist (ABl. EG Nr. L 117 vom 13.05.2003, S. 1). Durch die Bezugnahme auf diese Definition ist zugleich sichergestellt, dass andere tierische Nebenprodukte im Sinne dieser EG-Verordnung nicht eingesetzt werden dürfen (auch nicht als Bestandteil von Küchen- und Speiseabfällen). Der Einsatz von Schlempe wird nicht mehr durch den Nawaro-Bonus begünstigt. Die Sonderstellung von Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien, die als nachwachsender Rohstoff im Sinne des Nawaro-Bonus (EEG 2004) anerkannt war, obwohl dieser Stoff die allgemein an nachwachsende Rohstoffe zu stellenden Anforderungen nicht erfüllt, ist nicht mehr erforderlich. Es kann davon ausgegangen werden, dass Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien, für die keine anderweitige Nutzung besteht, bereits ihren Weg in Biogasanlagen gefunden hat.

In Nummer III. und IV. wird der Begriff der nachwachsenden Rohstoffe mittels einer Positiv- und einer Negativliste konkretisiert. Mit diesen Listen sollen Unsicherheiten bei der Einordnung als nachwachsende Rohstoffe ausgeräumt und Rechtssicherheit geschaffen werden.

Nummer V. bestimmt die rein pflanzlichen Nebenprodukte, die bei der anaeroben Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe und Gülle neben diesen Einsatzstoffen verwendet werden dürfen. Für diese Nebenprodukte besteht kein Anspruch auf den Nawaro-Bonus. Dieser kann weiterhin nur für den Anteil des Stroms beansprucht werden, der aus nachwachsenden Roh-

stoffen oder Gülle erzeugt wurde. Die Nebenprodukte sind so ausgewählt worden, dass die Verwertung in Biogasanlagen keine Auswirkungen auf dem Markt verursacht. Durch die anteilige Mitvergärung dieser Nebenprodukte ist eine genaue, nachvollziehbare und transparente Dokumentation für die Bilanzierung als Grundlage für die Vergütung erforderlich. Die jeweils angegebenen Standard-Biogaserträge dienen der Ermittlung des Stromanteils, für den der Nawaro-Bonus beansprucht werden kann.

Nummer VI. bestimmt die Bonushöhe. Nummer VI.1. gibt dabei die Höhe des Nawaro-Bonus an, die in zwei Stufen unterteilt ist. Nummer VI.2. enthält abweichende Bonushöhen für die Stromerzeugung aus Biogas. Danach erhöht sich Buchstabe a zufolge in der Leistungsstufe bis 500 Kilowatt der Bonus gegenüber der bisherigen Regelung um 2,0 Cent auf 8,0 Cent pro Kilowattstunde. Hintergrund für diese Erhöhung sind die steigenden Agrarpreise, die sich in einem Umfang negativ auf die Wirtschaftlichkeit ausgewirkt haben, der durch weitere Optimierung des Anlagenbetriebs nicht mehr aufgefangen werden kann. Nummer VI.2. regelt einen erhöhten Nawaro-Bonus um 2 Cent/kWh auf 10 Cent/kWh für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 150 Kilowatt, wenn der Substratanteil mindestens aus 30% Wirtschaftsdünger (Gülle) besteht. Dieser erhöhte Nawaro-Bonus kann damit nur von kleinen Anlagen beansprucht werden und gilt nicht, auch nicht anteilig bis zur Leistungsschwelle von 150 Kilowatt, für Anlagen mit einer installierten Leistung über 150 Kilowatt. Grund für diese Erhöhung ist das abnehmende bzw. stagnierende Interesse an der Vergärung von Gülle in Biogasanlagen, insbesondere weil ein großes Güllepotenzial für die Biogaserzeugung noch ungenutzt ist. Der Gülleanteil muss mindestens 30 Masseprozent betragen. Die Masseermittlung erfolgt mithilfe einer Waage. Um Missbrauch und Betrugsfälle zu verhindern, ist der erforderliche Mindestanteil der Gülle bei Geltendmachung des Anspruchs durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachzuweisen, Nummer VI.3. verringert den Nawaro-Bonus für Biomasseanlagen mit einer Leistung von über 500 Kilowattstunde installierter Leistung, wenn in diesen Holz verbrannt wird, das nicht aus Kurzumtriebsplantagen stammt oder nicht im Rahmen der Landschaftspflege anfällt. Dies soll Fehlansätze vermeiden. Nicht erfasst von dieser Ausnahme sind Anlagen, in denen aus Holzvergasung gewonnenes Gas verbrannt wird.

Mit der entsprechenden Geltung der Degressionsregelung des § 20 wird die jährliche Degression des Nawaro-Bonus auch für Altanlagen eingeführt. Mit dem Verweis auf § 18 Abs. 1 wird die Ermittlung der Bonushöhe geregelt.

Nummer VII. regelt das Entstehen und Erlöschen des Anspruchs. Danach kann der Bonus beansprucht werden, sobald die Anlage die Voraussetzungen erstmals erfüllt. Der Nawaro-Bonus soll also auch von bestehenden Anlagen geltend gemacht werden können, wenn diese nachträglich auf einen ausschließlichen Betrieb mit den genannten Einsatzstoffen umgestellt werden oder bereits diesen Anforderungen entsprechen. Die Einhaltung der Voraussetzungen wird auch dadurch sichergestellt, dass Folge einer Nichtbeachtung der dauerhafte Verlust des Bonus ist. Auch der Anspruch auf den erhöhten Nawaro-Bonus nach Nummer VI.3. bei einem Mindesteinsatz von Gülle entfällt endgültig, wenn diese Anforderungen an die Güllenutzung nicht mehr erfüllt werden. Der Anspruch auf den Nawaro-Bonus entfällt nach Satz 2 auch dann endgültig, wenn in Zeiten der Eigenvermarktung nach § 17 die Voraussetzungen nicht eingehalten.

### **Zu Anlage 3 (KWK-Bonus)**

Anlage 3 entspricht weitgehend dem bisherigen § 8 Abs. 3 EEG 2004. Um das Potenzial zur Effizienzsteigerung bei Biomasseanlagen weiter zu erschließen, wird der KWK-Bonus auf 3 Cent erhöht. Gleichzeitig wird der Begriff der Wärmenutzung über eine Positiv- und eine Negativliste konkretisiert, um nur energetisch sinnvolle Wärmenutzungen durch den KWK-Bonus zu begünstigen. Ziel ist, dass nur solche Wärmenutzungen anerkannt werden, die tatsächlich zu einer Substitution anderer, also hauptsächlich fossiler Energieträger beitragen.

Nummer I. bestimmt die Anspruchsvoraussetzungen. Danach muss es sich um Strom im Sinne des § 3 Abs. 4 des KWKG handeln. Mit dieser Bezugnahme auf das KWKG wird ein Gleichlauf zwischen beiden Gesetzen bei der Bestimmung des KWK-Stroms hergestellt. Die Anlagen müssen also gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und der Nutzung durch Dritte zuführen. Erfasst wird aber parallel zum KWK-Gesetz nur der im gekoppelten Betrieb erzeugte Strom, nicht aber derjenige, der im so genannten Kondensationsbetrieb gewonnen wird und nur dann, wenn die Wärme außerhalb der Anlage und nicht nur als Prozesswärme, etwa im Fermenter, genutzt wird. Dies ergibt sich schon aus § 3 Abs. 4 des KWKG, der auf den Begriff der Nutzwärme im Sinne von § 3 Abs. 6 des KWKG abstellt. Neben der Voraussetzung nach Nummer. I.1. muss es sich um eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste handeln oder die Anforderung der Nummer I.3. erfüllt sein. Danach muss die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger ersetzen. Eine Kilowattstunde Biomasse-KWK-Wärme muss also eine vergleichbar große Menge fossiler Wärme ersetzen. Diese vergleichbare Menge ist gegeben, wenn die Biomasse-Wärme mindestens 75 Prozent der fossilen Wärme ersetzt. Demnach muss eine Kilowattstunde Biomasseabwärme, die zur Berechnung des KWK-Stromanteils für den KWK-Bonus in Ansatz gebracht werden darf, mindestens 0,75 Kilowattstunden fossiler Energie ersetzen. Zudem müssen die durch die Wärmebereitstellung entstehenden Mehrkosten nachweisbar mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung betragen. Diese Anforderung bezieht sie auf die Kosten für die Bereitstellung der Biomasse-KWK-Wärme. Darunter fällt neben technischen Einrichtungen (Wärmetauscher, Dampferzeuger usw.) auch die Wärmeleitung. Brennstoffkosten bleiben hier unberücksichtigt. Der Nachweis erfolgt einmalig, nach der Inbetriebnahme der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber müssen geeignete Einrichtungen schaffen, um den Strom und die Wärme entsprechend der Betriebsweise zu erfassen.

Nummer II. stellt Anforderungen an die Nachweisführung. Der Anlagenbetreiber muss danach jährlich durch eine Bescheinigung einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters nachweisen, dass es sich um KWK-Strom im Sinne des KWKG handelt. Bei serienmäßig hergestellten Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 Megawatt ist die Vorlage der Herstellerunterlagen ausreichend, aus denen sich Leistung und Stromkennzahl ergibt. Dieses Verfahren und die Größenbegrenzung entsprechen § 3 Abs. 3 Satz 1 KWKG. Für größere Anlagen muss der Nachweis den Anforderungen des Arbeitsblattes FW 308 entsprechen. Das Erfordernis einer sinnvollen Wärmenutzung nach Nummer I. 2. oder 3. ist bei Geltendmachung des Anspruchs durch ein Umweltgutachter-Gutachten nachzuweisen.

In den Nummern III. und IV. werden zulässige bzw. nicht zulässige Wärmenutzungen definiert.

### **Zu Anlage 4 (Wärmenutzungs-Bonus)**

In Anlage 4 werden Voraussetzungen, Nachweise und zulässige Wärmenutzungen des Wärmenutzungs-Bonus für Geothermie-Anlagen geregelt. Der Wärmenutzungsbonus dient der

effizienten Nutzung der Wärme. Es handelt sich hier nicht um eine Kraft-Wärme-Kopplung im klassischen Sinn, da das Temperaturniveau der Abwärme der Stromerzeugung oftmals für die Speisung eines Wärmenetzes nicht ausreicht. Daher wird ein Teil des geothermalen Volumenstroms direkt für die Wärmebereitstellung genutzt und steht damit nicht für die Stromerzeugung zur Verfügung.

Trotzdem kann durch die Wärmenutzung bei Geothermieprojekten das Kohlenstoffdioxidminderungspotential um rund 50 Prozent erhöht werden. Vor diesem Hintergrund ist ein besonderer Anreiz zur Wärmenutzung sinnvoll.

Nummer I. bestimmt die Anspruchsvoraussetzungen. Es muss in der Heizperiode mindestens ein Fünftel der Wärme ausgekoppelt werden und die Wärmenutzung muss fossile Energieträger in einem vergleichbaren Energieäquivalent ersetzen. Erforderlich ist also der Nachweis, dass die Wärme ohne die Errichtung der Geothermieanlage aus fossilen Quellen bezogen worden wäre. Unter Heizperiode ist der Zeitraum zu verstehen, in dem die mittlere Außentemperatur eines Heiztages im Fünftagesmittel unter einem bestimmten Grenzwert liegt, der in Mitteleuropa mit 15 Grad angesetzt wird. Die Heizperiode beginnt frühestens am 1. September und endet spätestens am 31. Mai.

Nummer II. stellt Anforderungen an die Nachweisführung. Der Anlagenbetreiber muss bei Geltendmachung des Anspruchs den Nachweis über die Voraussetzungen in Nummer 1 durch ein Gutachten eines Umweltgutachters oder einer Umweltgutachterin erbringen.

In den Nummern III. und IV. werden zulässige bzw. nicht zulässige Wärmenutzungen definiert.

### **Zu Anlage 5 (Referenzertrag)**

In Anlage werden die Vorgaben zur Ermittlung des Referenzertrags dargestellt.

## **Zu Artikel 2 Änderung des Projekt-Mechanismen-Gesetzes**

### **Zu Nummer 1**

Die bisherige Beschränkung des Begriffs des Projektträgers widerspricht den internationalen Gepflogenheiten bei Zustimmungen zu Projektstätigkeiten und den Erfordernissen der Vollzugspraxis. Bei Auslandsprojekten stellen in der Regel nicht die Anlagenbetreiber die Anträge auf Zustimmung zu Projekten, sondern andere an dem Projekt beteiligte Unternehmen, beispielsweise Projektentwicklungs- oder Finanzierungsgesellschaften. Die Änderung von § 2 Nr. 11 ermöglicht auch diesen an dem Projekt beteiligten Unternehmen, einen Antrag auf Zustimmung zu stellen. Der Antragsteller hat seine Beteiligung an der Projektstätigkeit in geeigneter Form nachzuweisen. In der Regel sind die Projektbeteiligten in der Projektdokumentation genannt. Mit Erteilung der Zustimmung erlangt der Antragsteller im internationalen Verfahren den Status des „project participant“. Die materiellen Anforderungen an die Zustimmung werden durch die Erweiterung des Begriffs des Projektträgers nicht berührt. Maßgeblich ist allein, ob eine Projektstätigkeit nach Durchführung auch die projektierten zusätzlichen Emissionsminderungen erbracht hat. Dies wird auch weiterhin darüber sichergestellt, dass eine Aus-



stellung von Zertifikaten nur dann erfolgt, wenn tatsächlich zusätzliche Emissionsminderungen eingetreten sind.

### **Zu Nummer 2**

Nummer 2 ist eine Folgeänderung zur Erweiterung des Anwendungsbereichs des ProMechG auf das internationale Joint-Implementation-Verfahren (sog. JI second track-Verfahren). Die Änderung stellt klar, dass auch im internationalen JI-Verfahren die Möglichkeit eines Überprüfungsverfahrens vor dem Aufsichtsausschuss besteht.

### **Zu Nummer 3**

Durch die Änderung in § 5 Abs. 1 Satz 4 werden alle öffentlichen Fördermittel gleichgestellt. Die bisherige Beschränkung auf Fördermittel der Bundesrepublik Deutschland ist sachlich nicht gerechtfertigt.

Die Änderung von § 5 Abs. 1 Satz 5 beseitigt die methodisch kaum zu bewältigenden Schwierigkeiten der bisherigen Regelung, nach der die Wirkung der EEG-Vergütung oder des KWKG-Zuschlags bei der Ermittlung des Minderungseffekts herausgerechnet werden sollte.

Die neue Regelung in Satz 5 ermöglicht zukünftig eine saubere Trennung. Projektaktivitäten, die eine Vergütung des Stroms nach EEG erhalten können, sind nicht zustimmungsfähig nach ProMechG. Für diese klare Abgrenzung der Anwendungsbereiche von EEG und ProMechG kommt es allein auf die Vergütungsfähigkeit des EEG-Stroms an. Daher erstreckt sich der Ausschluss der Zustimmungsfähigkeit auch auf den Fall der Anzeige nach § 20 Abs. 2 EEG. Die Anwendungsbereiche von ProMechG und KWKG werden entsprechend abgegrenzt.

### **Zu Nummer 4**

Nummer 4 ist eine Folgeänderung zu Nummer 3b. Durch die Änderung von § 5 Abs. 1 Satz 5 ist bereits bei der Zustimmung zur Projektaktivität eine parallele Inanspruchnahme von ProMechG und EEG (bzw. KWKG) ausgeschlossen. Bei der Bestätigung des Verifizierungsberichts ist daher für den Ausschluss der Doppelbegünstigung zu prüfen, ob auch nachträglich keine Begünstigungen nach EEG und KWKG in Anspruch genommen wurden. Die Prüfung der Doppelbegünstigung auf Grund einer Finanzierung durch öffentliche Fördermittel bleibt durch die Änderung unberührt.

### **Zu Nummer 5**

Nummer 5 ist eine Folgeänderung zu Nummer 3b (vgl. Begründung zu Nr. 4).

### **Zu Nummer 6**

Nummer 6 ist eine Folgeänderung zur Erweiterung des Begriffs des Projektträgers.

## **Zu Artikel 3 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes**

Bei den Nummern 1 bis 3 handelt es sich um Folgeänderungen.

## **Zu Artikel 4 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung**

Die Änderung ist eine Folgeänderung.

## **Zu Artikel 5 Änderung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes**

Die Änderung von § 2 Abs. 5 dient der Anpassung des Verweises auf den Begriff der Anlage nach § 3 EEG. Daneben ist es für eine klare Abgrenzung der Anwendungsbereiche von EEG und TEHG erforderlich, für den Ausschluss vom Anwendungsbereich des TEHG allein auf die Vergütungsfähigkeit des EEG-Stroms abzustellen. Daher erstreckt sich der Ausschluss vom Anwendungsbereich des TEHG auch auf den Fall, dass der Betreiber von der Wahlmöglichkeit des § 20 Abs. 2 EEG Gebrauch macht und der Vergütungsanspruch entfällt. Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen nach § 9 TEHG bezieht sich auf eine ganze Zuteilungsperiode. Eine jährliche Anpassung dieser ex-ante-Zuteilung ist mit den Grundsätzen des Emissionshandelsrechts nicht vereinbar.

## **Zu Artikel 6 Änderung des Unterlassungsklagengesetzes**

Die Änderung des Unterlassungsklagengesetzes dient dem Verbraucherschutz und soll die Interessen der Letztverbraucher an einer preisgünstigen und umweltfreundlichen Stromversorgung schützen. Es soll insbesondere Verbraucherschutzverbänden ermöglicht werden, den Ursachen ungerechtfertigter Belastungen entgegen zu treten. Als verbraucherschützende Normen werden die § 41 Abs. 1 und 2, § 57 Abs. 2 und 3, §§ 58, 55 Abs. 2 und 3 und § 60 eingestuft. Dies beruht bei § 41 darauf, dass in der Praxis der nach dem EEG vergütete Strom nicht auf alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des EEG übergewälzt wurde. Dies führt letztendlich zu einer höheren finanziellen Belastung der Letztverbraucher. Auch die Differenzkosten wirken sich unmittelbar auf die Letztverbraucher aus, so dass ihre Überprüfung verbraucherschützenden Charakter hat. Dies trifft auch auf die Vorschriften zum Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot zu, da hierdurch Endkunden vor der mehrfachen Inanspruchnahme für denselben Strom geschützt werden.

## **Zu Artikel 7 Inkrafttreten, Außerkrafttreten**

Artikel 8 regelt das Inkrafttreten dieses Gesetzes sowie das Außerkrafttreten des Erneuerbare-Energie-Gesetzes in der bislang geltenden Fassung.