

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) („EEG 2012“)

Informationen und häufig gestellte Fragen zur Novelle

Am 30. Juni 2011 hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ beschlossen, mit dem das EEG grundlegend novelliert wird. Diese Novelle tritt zum 1. Januar 2012 in Kraft.

Im Folgenden sollen die wesentlichen Inhalte des neuen EEG zusammengefasst und die in diesem Zusammenhang häufig gestellten Fragen beantwortet werden.

1. Zentrale Leitlinien des neuen EEG

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird dynamisch vorangetrieben.
- Die Kosteneffizienz der erneuerbaren Energien wird verbessert.
- Die Markt-, Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien wird beschleunigt.
- An den bewährten Grundprinzipien des EEG, insbesondere an dem Einspeisevorrang und der gesetzlichen Einspeisevergütung, wird festgehalten.

2. Ausbauziele für erneuerbare Energien im EEG

Die im Energiekonzept vom 28. September 2010 beschlossenen Ausbauziele im Stromsektor sind im EEG als Mindestziele verankert worden, die spätestens innerhalb der jeweiligen Dekade erreicht werden sollen. Demnach sollen spätestens 2020 mindestens 35% der Stromversorgung durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden; 2030 sollen es 50%, 2040 65% und 2050 80% sein.

Sind die Ausbauziele ehrgeizig genug?

Das Ausbauziel bedeutet, dass in Deutschland innerhalb von 10 Jahren der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Zielen verdoppelt wird. Auch unter Berücksichtigung des Ausstiegs aus der Kernenergie wird damit erreicht, dass

spätestens im Jahr 2020 35 % und bis Mitte des Jahrhunderts mindestens 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dabei handelt es sich um Mindestziele, die natürlich übertroffen werden können. So rechnet die Bundesregierung in ihrem an die EU gemeldeten Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien für 2020 mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 38,6 %.

3. Markt-, System- und Netzintegration der erneuerbaren Energien

Bisher erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Energien völlig unabhängig vom konkreten Bedarf. Der stetig steigende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung (2000: 6,4%; 2010: 16,8%) macht es notwendig, dass die Erneuerbaren zunehmend eine tragende Rolle in der Stromversorgung übernehmen. Die erneuerbaren Energien sollen an den Markt herangeführt werden, stärker bedarfsgerecht einspeisen und zur Netz- und Systemsicherheit beitragen. Um diese Ziele zu erreichen, enthält das EEG nach seiner Novellierung jetzt insbesondere die folgenden Instrumente und Anreize:

3.1. Marktprämie

Zukünftig können alle Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien ihren Strom selbst vermarkten. Hierfür verzichten die Betreiber auf ihren festen Vergütungsanspruch nach dem EEG und vermarkten ihren Strom stattdessen selbst, sei es durch Lieferverträge oder an der Strombörse. Neben dem Verkaufserlös erhält der Betreiber eine Marktprämie. Sie ergibt sich als Differenz zwischen der jeweiligen EEG-Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis. Im Vergleich zur EEG-Festvergütung wird der Betreiber also nicht schlechter gestellt. Wenn er Preise erzielt, die über dem durchschnittlichen Börsenpreis liegen, kann er mit dem Marktprämienmodell zusätzliche Erlöse erzielen. Mit der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell werden alle erneuerbare Energien an den Strommarkt herangeführt und übernehmen Schritt für Schritt Verantwortung für die Stromversorgung in Deutschland. Auf diese Weise wird erstmalig ein Anreiz geschaffen, Erneuerbare-Energien-Anlagen nachfrageorientiert zu betreiben. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um sie intelligent mit Speichern, zeitlich verschiebbarer Stromnachfrage (z.B. von Kühlhäusern) oder Gaskraftwerken zu einem virtuellen Kraftwerk zu vernetzen. So lässt sich die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik besser ausgleichen und ins System integrieren. Die

Vernetzung von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit anderen Stromerzeugern oder -verbrauchern sowie Speichern bietet neuen Akteuren in der Vermarktung ein innovatives Geschäftsfeld und sorgt so für mehr Wettbewerb. Bisher war es ausschließlich den vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorbehalten, Strom aus erneuerbaren Energien an der Strombörse zu vermarkten.

Was kostet die Marktprämie?

Die Vermarktung des Stroms aus den Erneuerbaren erfolgt bisher komplett durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Kosten dafür werden auf die Stromverbraucher umgelegt. Soweit die Anlagenbetreiber in Zukunft den Strom selbst vermarkten, werden ihnen die Kosten ebenfalls erstattet. Die Kosten durch die Marktprämie werden sich nach wissenschaftlichen Untersuchungen im Vorfeld der EEG-Novelle voraussichtlich auf maximal 200 Mio. Euro pro Jahr belaufen. Durch die Einführung der Marktprämie werden allerdings kostengünstige Lösungen angereizt, so dass die Einführung der Marktprämie insgesamt zu Kosteneinsparungen führen wird. Die Bundesregierung wird überprüfen, ob die Rahmenbedingungen für das neue Instrument angemessen sind, und gegebenenfalls nachsteuern.

3.2. Flexibilitätsprämie

Zusätzlich zur Marktprämie wird die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas mit einer **Flexibilitätsprämie** angereizt. Hiermit werden Investitionen in größere Generatoren und Gasspeicher ermöglicht, die nötig sind, um die Stromerzeugung aus Biomasse entsprechend der Nachfrage zeitlich um bis zu 12 Stunden zu verschieben. Eine bedarfsgerechte Stromproduktion aus Biogas ermöglicht die Nutzung größerer Mengen an fluktuierendem Wind- und PV-Strom, da Nachfrage- bzw. Erzeugungsspitzen gepuffert werden können. Dies ist ein wertvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien und zur Entlastung des Stromnetzes. Wann die flexiblen Kraftwerkskapazitäten genutzt werden, bestimmt sich entsprechend der Nachfrage nach den Marktpreisen.

3.3. Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg ist bereits heute im EEG eine etablierte Form der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Sofern ein Stromhändler seine Kunden mit mindestens 50 % EEG-Strom beliefert, wird der gesamte von ihm gelieferte Strom von der EEG-Umlage befreit. Weil diese Regelung zu starken Mit-

nahmeeffekten und einem Anstieg der EEG-Umlage zulasten der Stromverbraucherverbraucher geführt hat, wurde diese Begünstigung zum 1. Januar 2012 auf maximal 2 ct/kWh begrenzt. Mit der neuen Regelung soll darüber hinaus erreicht werden, dass das Grünstromprivileg einen Beitrag leistet, damit die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besser in den Markt integriert werden kann. Der Strom, der zukünftig mit dem Grünstromprivileg vermarktet wird, muss deshalb in Zukunft mindestens 20 % Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien enthalten, damit er von der EEG-Umlage befreit wird.

3.4. Weitere Maßnahmen zur Markt-, System- und Netzintegration

Weitere Maßnahmen zur besseren Integration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgung sind z.B. die Einbeziehung der Photovoltaik ins Einspeisemanagement sowie Maßnahmen außerhalb des EEG. Die Einbeziehung ins Einspeisemanagement bedeutet, dass künftig auch PV-Anlagen, so wie bisher schon andere Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, in kritischen Situationen für das Stromnetz vom Netzbetreiber abgeregelt werden können. Sie können also den erzeugten Strom in dieser Situation nicht einspeisen und werden entsprechend entschädigt. Weitere Maßnahme zur Verbesserung der Systemintegration sind ein ressortübergreifendes Speicherforschungsprogramm und die im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankerte Befreiung neuer Speicher von Netzentgelten.

4. Vergütungen für die verschiedenen erneuerbaren Energien

Bei der Förderung der verschiedenen erneuerbaren Energien muss einerseits eine kostendeckende Vergütung gewährleistet sein, andererseits sind aber Überförderungen zu vermeiden. Nur so kann ein dynamischer und zugleich kosteneffizienter und für die Stromverbraucher bezahlbarer Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden. Vor diesem Hintergrund wurde z.B. die hohe Vergütung für kleine Biomasseanlagen (mit Ausnahme kleiner Gülleanlagen) gesenkt, während die Förderung für Offshore Windenergie verbessert wurde. Bei Offshore wird in eine neue Technologie investiert. Wenn hier genügend Erfahrungen gesammelt sind, kann perspektivisch vergleichsweise kostengünstig Strom erzeugt werden. Bei der Photovoltaik sorgt der bereits im EEG 2009 angelegte „atmende Deckel“ dafür, dass die Vergütung umso stärker abgesenkt wird, je schneller der Ausbau erfolgt.

Die neuen Regelungen im Einzelnen:

4.1. Windenergie

Die **Förderung der Windenergie an Land** (Wind onshore) wurde im neuen EEG im Grundsatz fortgeführt:

- Der Systemdienstleistungsbonus (im Jahr 2012: 0,48 ct/kWh) wurde um ein Jahr (bis Ende 2014) verlängert.
- Der Anwendungsbereich des Repowering-Bonus (0,5 ct/kWh) wurde einerseits ausgeweitet, andererseits auf Anlagen begrenzt, die vor 2002 errichtet wurden.
- Die jährliche Degression der Vergütungssätze für neue Anlagen wurde um 0,5 Prozent auf 1,5 Prozent angehoben.
- Betreiber von Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 50 kW müssen kein Referenzertragsgutachten vorlegen und erhalten den erhöhten Anfangsvergütungssatz, der in 2012 bei 8,93 ct/kWh liegen wird, über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren.

Da bei der **Windenergie auf See** (Wind offshore) und den hier zum Einsatz kommenden neuen Technologien der Durchbruch noch aussteht und hohe Investitionen erforderlich sind, wurden die Rahmenbedingungen deutlich verbessert:

- Der bisher bis Ende 2015 befristete Sprinter-Bonus wurde in die Anfangsvergütung integriert, die damit auf 15 ct/kWh steigt.
- Das Einsetzen der Degression wurde von 2015 auf 2018 verschoben.
- Die Degression wurde von 5 auf 7 Prozent angehoben.
- Es wurde ein optionales, bis Ende 2017 befristetes Stauchungsmodell (8 Jahre, 19 ct/kWh) eingeführt, das gegenüber der generellen Vergütung (12 Jahre, 15 ct/kWh) kostenneutral ausgestaltet wurde.

Ist der Ausbau der Windenergie an Land bei den festgelegten Rahmenbedingungen unwirtschaftlich? Wären hier nicht Verbesserungen erforderlich gewesen?

Mit dem EEG 2009 wurde die Vergütung für die Windenergie an Land massiv erhöht, nämlich um 1,3 ct/kWh (ca. 16 %) bzw. unter Berücksichtigung von Repowering- und SDL-Bonus sogar um 1,8 bzw. 2,3 ct/kWh (knapp 30 %). Durch die leichte Erhöhung

der Degression liegt die Vergütung 2015 lediglich um 0,13 ct/kWh unter dem Niveau, das bei unveränderter Degression erreicht worden wäre. Sie liegt dann aber immer noch weit über dem 2008 schon einmal erreichten Niveau. Die Erhöhung der Degression ist vor dem Hintergrund gesunkener Anlagenpreise gerechtfertigt. Sie wird den weiteren Ausbau nicht bremsen. Für den Ausbau der Windenergie liegen die entscheidenden Hemmnisse nicht in der Vergütung, sondern in planungsrechtlichen Hemmnissen, z.B. in fehlenden Eignungsflächen und in stark einschränkenden Höhen- und Abstandsbegrenzungen. Hier sind die Länder und Kommunen gefordert.

Stellt der Wegfall des SDL-Bonus ab 2015 eine zusätzliche Kürzung dar?

Der Bonus war im EEG 2009 bis Ende 2013 befristet. Diese Frist wurde nun sogar um 1 Jahr verlängert. Grund für die Befristung ist, dass der Bonus die zusätzlichen Kosten abdecken sollte, die aufgrund der von Windenergieanlagen geforderten Fähigkeit entstehen, für die Netzintegration Systemdienstleistungen zu erbringen. Diese Zusatzkosten sind aber inzwischen eingepreist, und gleichzeitig sind die Anlagenpreise gefallen. Das vorgesehene Auslaufen des Bonus trägt der Rechnung.

Wird Wind-Offshore gegenüber der Wind-Onshore bevorzugt?

Ziel des EEG ist eine angemessene Förderung entsprechend dem jeweiligen Entwicklungs- und Kostenstand der verschiedenen Technologien. Wind-Onshore ist heute eine ausgereifte Technologie und braucht keine erhöhte Anschubfinanzierung. Dagegen müssen wir in die noch neue, aber viel versprechende Offshore-Technologie investieren, um die Herausforderungen für Anlagen weit draußen im Meer zu meistern. Deshalb gelten für die Windenergie offshore höhere Vergütungssätze als für Windenergie onshore. Wenn die erforderliche Technologiereife erreicht ist, werden die Windkraftanlagen auf dem Meer viele Stunden im Jahr kostengünstig Strom erzeugen. Vor allem brauchen wir nach allen vorliegenden Studien in erheblichem Maße Wind Offshore, um bis 2050 die ambitionierten Ausbauziele für die erneuerbaren Energien zu erreichen.

- Die Windenergie off- und onshore ergänzen sich. Wegen deutlich besserer Windverhältnisse kann die Windenergie auf See häufig auch zu Zeiten, in denen Windenergieanlagen an Land nichts einspeisen, erhebliche Strommengen liefern. Dagegen erzeugen Windenergieanlagen an Land kosten-

günstig und zum Teil sehr verbrauchsnahe ihren Strom, was zur Entlastung der Netze beitragen kann.

- An der Windenergie auf See beteiligen sich vermehrt Zusammenschlüsse von Stadtwerken sowie mittelständische Unternehmen; bei Windenergie an Land zunehmend auch große Energieversorger. Insofern profitieren alle Investorengruppen gleichermaßen von den Regelungen der Förderung der Windenergie an Land und auf See. Zudem hat die Bundesregierung aufgrund des großen Fremdkapitalbedarfs von Projektfinanzierern das KfW-Programm für Offshore Windenergie aufgelegt. Damit können die nächsten 10 großen Windparks gebaut und damit Erfahrungen gesammelt werden.

Funktioniert der Repowering-Bonus?

Der Repowering-Bonus ist sinnvoll, wenn dadurch netztechnisch problematische Anlagen durch moderne Anlagen ersetzt werden oder eine raumplanerisch unerwünschte Verteilung der Anlagen korrigiert werden soll. Mit wenigen aber leistungsfähigen Anlagen am richtigen Standort soll mehr Strom mit weniger Eingriffen in die Landschaft erzeugt werden. In beiden Fällen sind im Kern nur Anlagen betroffen, die vor 2002 errichtet wurden. Würde man neuere Anlagen in die Repowering-Regelung einbeziehen, so könnte auch bei größeren und netzverträglichen Anlagen ein Repowering durchgeführt werden. Dies käme einer dauerhaften „Abwrackprämie“ und somit einer dauerhaften Erhöhung der Vergütung gleich. Das würde aber zu Lasten der Stromkunden gehen und kann nicht im öffentlichen Interesse sein.

4.2. Biomasse

Die Biomasse leistet neben der Windenergie die größten Beiträge zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im novellierten EEG wurde eine neue Vergütungsstruktur (s.u.) für die Biomasse eingeführt, und dadurch die Förderung einfacher und übersichtlicher gestaltet. Auch sollen existierende Überförderungen sowie ökologische Fehlanreize behoben werden. Darüber hinaus enthält das neue EEG u. a. folgende Änderungen:

- Die jährliche Degression wurde von 1% auf 2% erhöht, allerdings begrenzt auf den einsatzstoffunabhängigen Teil der Vergütung. Im Gegensatz zur

bisherigen Regelung unterliegt der einsatzstoffabhängige Teil der Vergütung nicht mehr der Degression.

- Für Strom aus Biogas wurde der Einsatz von Mais und Getreidekorn auf 60% (massebezogen) begrenzt.
- Für Biogasanlagen wurden Mindestanforderungen festgelegt: Sie müssen entweder 60% Wärmenutzung oder 60% Gülleeinsatz nachweisen oder den Strom direkt vermarkten (z.B. in der Marktprämie).
- Die Förderung von Strom aus flüssiger Biomasse wurde für Neuanlagen gestrichen.

Mit der Begrenzung des Maisanbaus soll den Belangen des Umwelt- und Naturschutzes gedient sowie Nutzungskonkurrenzen mit der Landwirtschaft entgegengewirkt und so einer nachhaltigen Förderung der Biomasse Rechnung getragen werden. Die neuen Vergütungssätze sind in folgender Tabelle zusammengefasst:

Vergütung für						
Biogasanlagen (ohne Bioabfall) und Festbrennstoffanlagen					Bioabfall- vergärungs- anlagen ⁵⁾	kleine Gülle- Anlagen
Anlagen- leistungs- äquivalent	Grund- vergütung	Einsatzstoff- vergütung I ¹⁾	Einsatzstoff- vergütung II ²⁾	Gasaufbereitungs- Bonus		
[kW _{el}]	[€/kWh _{el}]					
≤ 75 ⁴⁾						25 ⁴⁾
≤ 150	14,3	6	8	≤ 700 Nm ³ /h: 3 ≤ 1.000 Nm ³ /h: 2 ≤ 1.400 Nm ³ /h: 1	16	
≤ 500	12,3					
≤ 750	11	5				
≤ 5.000	11	4	8 / 6 ³⁾		14	
≤ 20.000	6	-		-		

1) Nur 2,5 ct/kWh für Strom aus Rinde und Waldrestholz ab 500 kW bis 5.000 kW

2) Nur für ausgewählte, ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe und entsprechender Definition

3) Strom aus Gülle (nur Nr. 3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 BiomasseV) über 500 kW 6 ct/kWh

4) Sonderkategorie für Gülleanlagen bis 75 kW installierte Leistung, nicht kombinierbar (d.h. keine zusätzliche Grund- oder Einsatzstoffvergütung)

5) Gilt ausschließlich für Anlagen, die bestimmte Bioabfälle (nach § 27a Abs. 1) vergären und unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind. Die nachgerotteten Gärrückstände müssen stofflich verwertet werden. Die Vergütung ist nur mit der Zusatzvergütung für die Biomethaneinspeisung kombinierbar.

Werden mit der EEG-Novelle große Biogasanlagen einseitig bevorzugt?

Kleine Biogasanlagen haben deutlich höhere Stromgestehungskosten als große Biogasanlagen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigen sie entsprechend höhere Vergütungssätze. Die Vergütungssätze für Strom aus Biogas sind deshalb wie bisher leistungsabhängig gestaffelt.

Die neuen Vergütungssätze berücksichtigen also die unterschiedlichen Kostenstrukturen kleiner und größerer Biogasanlagen. Damit soll in beiden Segmenten der Ausbau erreicht werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Vergütungssätze für kleine Biogasanlagen im EEG 2009 massiv erhöht worden waren (z.B. bei einer 150 kW-Anlage mit NaWaRo- und Gülle-Bonus von ca. 18 auf ca. 26 ct/kWh) und dies zu einer erheblichen Überförderung bei Biogasanlagen im unteren Leistungsbereich geführt hatte. Diese Überförderung wird mit der EEG-Novelle zurückgenommen.

Die Biogaserzeugung aus Gülle in kleinen Biogasanlagen ist besonders teuer, sie leistet aber, bezogen auf die Kilowattstunde erzeugten Stroms, auch einen besonders hohen Klimaschutzbeitrag. Für kleine, güllebasierte Biogasanlagen wird daher mit der EEG-Novelle eine besondere Vergütungskategorie eingeführt. Strom aus Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 75 kW, die mindestens 80% Gülle oder Festmist einsetzen, wird zukünftig mit 25 ct/kWh vergütet (bisher ca. 23 ct/kWh).

Warum sind auch größere Biogasanlagen notwendig?

Strom aus Biogas kann bedarfsgerecht erzeugt werden und unterscheidet sich dadurch von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Bisher wird von dieser Möglichkeit aber kein Gebrauch gemacht, denn das EEG enthält keine Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung. Hier Anreize zu setzen, war ein wichtiges Anliegen der EEG-Novelle. Die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas wird zukünftig durch die Einführung der Markt- und der Flexibilitätsprämie unterstützt. Die Flexibilitäts-Prämie fördert gezielt Investitionen in die Fähigkeit zur marktorientierten Stromerzeugung von Biogasanlagen. Diese Prämie ermöglicht Investitionen in größere Gasspeicher und Generatoren, so dass eine Verschiebung der Stromerzeugung um etwa 12 Stunden ermöglicht wird. Die Kosten der Flexibilisierung sind ebenfalls größenabhängig und steigen bei kleinen Biogasanlagen unverhältnismäßig an. Es ist davon auszugehen, dass erst ab einer

Leistung von etwa 500 kW eine Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas zu vertretbaren Kosten möglich ist. Größere Biogasanlagen sind deshalb für die bedarfsgerechte Stromerzeugung unverzichtbar.

Verdrängt die Bioenergie die Nahrungsmittelerzeugung?

Die Vergütungssätze des EEG 2009 für Strom aus Biogas haben seit 2009 in einigen Regionen zu einer spürbaren Erhöhung der Pachtpreise geführt und die Konkurrenz des Energiepflanzenanbaus mit dem Anbau von Nahrungs- und Futtermitteln verschärft. Ursächlich dafür waren insbesondere die Überförderung von Biogasanlagen im unteren Leistungsbereich und die Ausgestaltung des bisherigen sogenannten „Gülle-Bonus“. Die Rücknahme der Überförderung von Biogasanlagen im unteren Leistungsbereich und die Veränderung der Vergütungsstruktur durch die EEG-Novelle waren deshalb nicht nur ein Gebot der Kosteneffizienz, sondern auch erforderlich, um den Vorrang der Nahrungsmittelproduktion gegenüber der Bereitstellung von Energiepflanzen zu gewährleisten.

Warum wird die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse in Neuanlagen eingestellt?

In Zukunft wird in Neuanlagen die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse nicht mehr gefördert. Mit dieser Regelung wurde eine Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts 2011 umgesetzt. Hintergrund dieser Empfehlung ist, dass die Brennstoffkosten bei der Stromerzeugung aus Pflanzenöl – stärker als bei anderen Biomassearten (Biogas, Holzverbrennung etc.) – für einen besonders hohen Anteil der Stromgestehungskosten verantwortlich sind. Gleichzeitig unterliegen Pflanzenöle im Vergleich zu anderen Bioenergieträgern auch besonders hohen Preisschwankungen. Diese Situation kombiniert mit festen Einspeisevergütungen nach dem EEG haben in Niedrigpreisphasen zu einer deutlichen Überförderung, in Hochpreisphasen dagegen zur Unwirtschaftlichkeit geführt.

Ein großer Teil des Anlagenbestandes von Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken ist gegenwärtig wegen hoher Pflanzenölpreise selbst mit der bestehenden hohen Förderung durch das EEG nicht wirtschaftlich zu betreiben und deshalb außer Betrieb. Dies führt für die Anlagenbetreiber, die ihre Investitionen in der Regel in Phasen niedriger Pflanzenölpreise getätigt haben, teilweise zu großen wirtschaftlichen Schwierigkeiten.

Für EEG-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden („Altanlagen“), besteht der Vergütungsanspruch für Strom aus flüssiger Biomasse nach EEG 2009 unverändert fort.

4.3. Photovoltaik

Der Ausbau der Photovoltaik hat in Deutschland zuletzt stark zugenommen; allein im Jahr 2010 wurden ca. 7.400 MW neue Kapazitäten errichtet. Vor diesem Hintergrund wurde bereits 2010 die Vergütung gekürzt und die Degression („atmender Deckel“) deutlich verschärft. Vor diesem Hintergrund konzentrieren sich die Änderungen im EEG 2012 auf Maßnahmen zur Netzintegration. Im Einzelnen:

- Ausbaukorridor und Degression („atmender Deckel“) bleiben weitgehend unverändert, ebenso die Eigenverbrauchsregelung, die bis Ende 2013 verlängert wird
- Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die in Nationalparks und Naturschutzgebieten liegen, sind künftig nicht vergütungsfähig.
- Im Sinne einer verbesserten Netzintegration unterliegen Anlagen ab 100 kW künftig dem Einspeisemanagement und Anlagen ab 30 kW einem vereinfachten Einspeisemanagement. Anlagen unter 30 kW können ebenfalls am vereinfachten Einspeisemanagement teilnehmen, anderenfalls wird ihre Leistung am Netzanschlusspunkt auf 70 % begrenzt („Kappung“).

Wurde die Vergütung am 1. Juli 2011 gesenkt?

Der für die PV eingeführte „atmende Deckel“ sieht neben der üblichen Degression zum ersten Januar eines jeden Jahres eine weitere Degressionsstufe zur Jahresmitte vor, sofern von einer Überschreitung des festgelegten Ausbaukorridors auszugehen ist. 2011 lagen aber Zubauraten unter den entsprechenden, in § 20 Abs. 4 EEG 2009 festgesetzten Schwellenwerten. Es gibt daher 2011 keine unterjährige Absenkung.

Weitere Informationen sowie die veröffentlichten Zubauraten finden Sie unter http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464 oder <http://www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/1358>.

Wird die Vergütung für Photovoltaikanlagen ab dem 1. Januar 2012 weiter abgesenkt?

Das System der Vergütung für Photovoltaik bleibt in den Grundzügen wie im Jahr 2011 erhalten:

- Zum 1. Januar eines jeden Jahres ist eine Absenkung von mindestens 1,5% bis zu maximal 24% möglich. Die Degression wird in Abhängigkeit des Zubaus von Oktober des Vorjahres bis September des Vorjahres bestimmt.
- Zum 1. Juli eines jeden Jahres kann ein Teil der Absenkung vorgezogen werden. Die Absenkung kann zwischen 0% und 15% betragen. Sie wird in Abhängigkeit des Zubaus von Oktober des Vorjahres bis einschließlich April des laufenden Jahres berechnet.

Warum sollen Photovoltaikanlagen in Zukunft regelbar sein?

Die Netzintegration der erneuerbaren Energien ist eine der zentralen Herausforderungen für den weiteren Ausbau. Die Anzahl und Leistung der Photovoltaikanlagen war bis Ende 2008 noch gering und damit auch ihre Bedeutung für den Netzbetrieb. Durch den starken Zubau ab 2009 hat sich dies grundlegend verändert. Bis Ende 2010 sind jetzt bereits 17.400 Megawatt Photovoltaikleistung installiert und in Betrieb genommen. Es wird damit höchste Zeit, dass die Anlagen auch zur Netzstabilität beitragen.

Warum sollen auch kleine Photovoltaikanlagen geregelt werden?

Aufgrund ihrer großen Zahl sind Photovoltaikanlagen für die Netzstabilität von großer Bedeutung. Rund 90% der in Deutschland installierten Photovoltaik-Anlagen weisen Leistungen von kleiner 30 kW auf. In der Summe entspricht dies rund 45% der gesamt installierten Leistung. Die Ansteuerbarkeit von Energieerzeugungsanlagen hat einen hohen Stellenwert für die Sicherheit des Netzes bzw. des Gesamtsystems. Das ungesteuerte Zu- und Abschalten von Photovoltaikanlagen im Falle von Netzfehlern kann die Sicherheit des Netzbetriebs gefährden. Die bisher installierten Photovoltaik-Kleinanlagen haben größtenteils keinerlei Mess- oder Steuerungsmöglichkeit und leisten aufgrund der bisherigen technischen Vorgaben keinen Beitrag zur Systemstabilität. Damit ist es den Netzbetreibern derzeit nicht möglich, bei kritischen Netzzuständen die Solarstrom-Einspeisung zu steuern. Infolge des fortschreitenden dynamischen Ausbaus der Photovoltaik ist es jedoch erforderlich, dass der Netz-

betreiber in kritischen Situationen zukünftig auch auf die Photovoltaik-Erzeugungskapazitäten zugreifen kann, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Was bedeutet vereinfachtes Einspeisemanagement?

Das vereinfachte Einspeisemanagement bedeutet, dass diese Anlagen nur mit einer technischen Einrichtung zur Abregelung auszustatten sind. Auf die Lastgangmessung und die Datenübertragung wird aufgrund der jährlichen Kosten verzichtet, dies wäre bei kleineren Anlagen nicht mehr wirtschaftlich zumutbar.

Wie wird bei Photovoltaik-Kleinanlagen die Abregelung umgesetzt?

Der Netzverknüpfungspunkt ist der Punkt, an dem die Anlage mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden ist. Bei Dachanlagen mit einer installierten Leistung bis 30 Kilowatt ist dies regelmäßig der Hausanschluss. Erfolgt die Begrenzung an diesem Punkt, kann der überschüssige Strom im Haus oder auf dem Grundstück selbst verbraucht werden. Grundsätzlich ist es aber auch möglich, dass die Leistung durch den Wechselrichter begrenzt wird. Es ist den Herstellern überlassen, welche Technologien sie einsetzen, um die Leistung zu begrenzen. Die Bundesregierung überlässt dies grundsätzlich dem Markt.

Es ist keine bestimmte Form des Nachweises vorgeschrieben.

Führt die „Kappung“ zu Einnahmeverlusten?

Die „Kappung“ bei 70 % der Leistung bedeutet, dass Stromspitzen nicht eingespeist werden können. Zumeist produziert eine Anlage aber ohnehin nicht mit der vollen Leistung. Die Kappung der Leistungsspitzen verursacht daher nur geringe Verluste. Eine Entschädigung ist nicht vorgesehen. Aufgrund der dem Bundesumweltministerium vorliegenden Daten betragen die jährlichen Verluste zwischen 1% und 3%. Dies wird als vertretbar eingeschätzt. Die Regelung ist eine Maßnahme, um den Netzausbau in Verteilnetzen auf ein vernünftiges Maß zu begrenzen. Dies ist notwendig, denn die Kosten für diesen Ausbau werden auch auf alle Stromverbraucher über die Netzentgelte umgelegt. Ein weiterer Vorteil ist, dass mit dieser Regelung mehr Anlagen angeschlossen werden können und zwar um bis zu 40%, ohne dass das Netz ausgebaut werden muss. Die Netze werden also wesentlich besser ausgenutzt.

Wird das Potenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen eingeschränkt?

Bei Freiflächenanlagen bleiben die Flächenkategorien wie bisher bestehen. Bei Konversionsflächen wird allerdings in Zukunft keine Vergütung in Nationalparks und Naturschutzgebieten gewährt. Dort haben Natur- und Landschaftsschutz Vorrang. Das Flächenpotenzial der verbleibenden militärischen Konversionsflächen und der Seitenrandstreifen wird allein auf etwa 230.000 Hektar geschätzt. Die anderen Konversionsflächen, Gewerbe- und Industriegebiete sowie versiegelten Flächen sind hier noch nicht eingerechnet. Bis Ende 2010 wurden 7.800 Hektar für die Errichtung von Solarparks genutzt. Für die Entwicklung von neuen Solarparks sind also noch ausreichend Flächen vorhanden.

4.4. Geothermie

Um den bislang kaum erfolgten Ausbau der Geothermie zu beschleunigen, wird im neuen EEG die Vergütung von 23 auf 25 ct/kWh erhöht und die Degression erst ab dem Jahr 2018, dann jedoch mit 5%, wirksam (bisher: 1 %). Der Wärmenutzungsbonus und der Frühstarterbonus werden somit in die Vergütung integriert. Mit diesen Regelungen soll insbesondere die aufgrund des bestehenden „Fündigkeitsrisikos“ erschwerte Finanzierung von Geothermieprojekten unterstützt werden.

Welche Konsequenzen hat der Wegfall des Wärmenutzungsbonus?

Das EEG ist vorrangig ein Förderinstrument für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für den Bereich der Wärmeenerzeugung wurde 2008 die Förderung im Marktanreizprogramm für tiefe Geothermie deutlich erweitert. Diese Förderung soll jetzt noch einmal verbessert werden: Für die kombinierte Strom- und Wärmeenerzeugung tiefer geothermischer Anlagen soll eine weitere Förderung im Marktanreizprogramm (MAP) geprüft werden, insbesondere über das Kreditprogramm Fündigkeitsfonds. Dies setzt nach wie vor Anreize für eine Wärmelieferung aus tiefer Geothermie.

4.5. Wasserkraft

Bei der Wasserkraft bestehen nur noch relativ geringe Ausbaupotenziale. Im neuen EEG werden vor allem die Vergütungsstrukturen vereinheitlicht. Die Vergütung wird in Zukunft an die im Wasserhaushaltsgesetz definierten Anforderungen an den Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen geknüpft.

5. Auswirkungen auf die Industrie

Besondere Ausgleichsregelung

- In Deutschland ansässige Unternehmen sollen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht unangemessen in ihrer internationalen Wettbewerbssituation beeinträchtigt werden. Hierfür enthält das EEG eine Besondere Ausgleichsregelung, die neben Schienenbahnen insbesondere stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes weitgehend von den EEG-Kosten befreit. Zudem ist Strom, der von einem Unternehmen erzeugt und im eigenen Unternehmen verbraucht wird, unter bestimmten Voraussetzungen von der EEG-Umlage befreit.
- Im EEG 2012 wird die Besondere Ausgleichsregelung deutlich ausgeweitet (Eingangsschwelle sinkt von 10 GWh/a auf 1 GWh/a, erforderlicher Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung sinkt von 15 auf 14 %). Außerdem wurde die bisherige Regelung um wettbewerbsverzerrende Sprungstellen bereinigt, was für etliche schon jetzt Begünstigte mit finanziellen Vorteilen verbunden ist. Mit Blick auf zunehmende Missbrauchsversuche, z. B. durch künstliche Auslagerung stromintensiver Unternehmensfunktionen, wurde die Inanspruchnahme der Regelung schließlich klarer gefasst und auf Unternehmen der Branchenklassen B (Bergbau/Gewinnung von Steinen und Erden) und C (Verarbeitendes Gewerbes) eingeschränkt.
- Diese Änderungen werden in den folgenden Jahren dazu führen dass deutlich mehr Unternehmen die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen können. Nicht nur Großunternehmen, sondern auch energieintensiven mittelgroßen Unternehmen kommt das zugute. Zuletzt profitierten etwa 700 Unternehmen von der Regelung, künftig könnte sich diese Zahl durchaus verdreifachen. Exakte Prognosen sind derzeit allerdings nur schwer möglich. Daher sind bislang auch die finanziellen Auswirkungen der Erweiterung nur überschlägig abschätzbar. Es ist aber davon auszugehen, dass die EEG-Umlage der nicht privilegierten Stromkunden durch die Erweiterung zugunsten mittelständischer Unternehmen nur in einer Größenordnung zwischen 0,05 bis 0,1 Cent pro Kilowattstunde steigen wird.

Eigenverbrauch / Eigenerzeugung

- Neben der Besonderen Ausgleichsregelung gibt es noch eine zweite Regelung zur Entlastung von Unternehmen: Wer Strom erzeugt, um sich selbst zu versorgen (Eigenerzeugung), war bislang nicht zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet.

Die Neuregelung der Eigenstromregelung sieht vor, dass eigenerzeugter Strom künftig nur noch dann von der EEG-Umlage befreit ist, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet wird. Hierdurch soll eine in der Vergangenheit aufgetretene missbräuchliche Umgehung der EEG-Umlagepflicht verhindert werden. Ausnahmen gelten zum einen, wenn der Stromverbrauch in der Nähe der Erzeugungsanlage erfolgt, zum anderen bei der Eigenerzeugung von Strom für Speicher.

Von dieser Neuregelung sind aufgrund einer Übergangsbestimmung alle Unternehmen ausgenommen, die schon bisher rechtmäßig für den eigen-erzeugten Strom keine EEG-Umlage gezahlt haben.

6. Kosten / EEG-Umlage

Welche Auswirkungen hat die EEG-Novelle auf die Strompreise?

- Die finanziellen Auswirkungen der Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz werden wesentlich davon bestimmt, wie sie sich auf die sogenannten EEG-Differenzkosten auswirken. Diese ergeben sich – vereinfacht gesagt - als Differenz zwischen den Vergütungen, die nach dem EEG an die Betreiber von EEG-Anlagen gezahlt werden, und den Erlösen aus der Vermarktung des erneuerbaren Stroms an der Börse. Über die sog. EEG-Umlage werden die Differenzkosten gleichmäßig auf den gesamten EEG-pflichtigen Stromverbrauch umgelegt. Dies führt in der Regel zu einer Erhöhung der Strompreise, da die Stromversorger diese Kosten vollständig weitergeben.
- Wie sich EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage in der nächsten Zeit entwickeln werden, ist nur schwer zu prognostizieren, weil sich die Entwicklung der entscheidenden Einflussfaktoren schwer voraussagen lässt. Eine aktuelle Untersuchung für das BMU erwartet, dass die EEG-Differenzkosten auf Grundlage des geltenden EEG (EEG 2009) kurzfristig

sinken. Dies liegt u.a. daran, dass bei der Festlegung der derzeitigen EEG-Umlage (3,53 ct/kWh) durch die Übertragungsnetzbetreiber von einem deutlich höheren Zubau bei der Photovoltaik ausgegangen war, so dass die Umlage zu hoch angesetzt wurde. Mitte dieses Jahrzehnts werden dann etwa 3,1 Cent pro Kilowattstunde erreicht, danach wird ein kontinuierlicher Rückgang auf etwa 0,7 ct/kWh im Jahr 2030 erwartet. Andere Studien gehen von zum Teil höheren EEG-Kosten aus, sehen in der Regel aber auch ein Maximum im Laufe dieses Jahrzehnts. Alle diese Werte sind inflationsbereinigt, d.h. in realen Größen, angegeben. Bei Berücksichtigung der Inflation werden sie entsprechend höher liegen. Ausführlichere Informationen hierzu finden sich u. a. unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46260/40870/>

- Die jetzt beschlossenen Änderungen am EEG-Vergütungssystem führen nach wissenschaftlichen Berechnungen für das Bundesumweltministerium im Vergleich zum EEG 2009 insgesamt nicht zu gravierenden Veränderungen der oben genannten Kostengrößen. Zwischen 2017 und 2023 würde die EEG-Umlage infolge der vorgeschlagenen Änderungen maximal um rund 0,3 Cent pro Kilowattstunde höher liegen als bei unverändert geltendem EEG.
- Die monatlichen EEG-Kosten eines durchschnittlichen Haushalts (jährlicher Stromverbrauch: 3.500 kWh) steigen durch die Änderungen nach Berechnungen für das BMU von 6,50 Euro (2010) auf ein Maximum von etwa 10 Euro im Jahr 2015, um danach bis 2030 wieder deutlich bis auf etwa 2 Euro pro Monat zurückzugehen. Die tatsächlichen Kostenwirkungen des EEG schwanken in der Praxis allerdings stark in Abhängigkeit vom tatsächlichen Stromverbrauch und der Anzahl der haushaltszugehörigen Personen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die genannten realen Größen infolge der Inflation de facto etwas höher liegen werden als in den genannten Modellrechnungen.
- Neben den dargelegten Kosten hat das EEG jedoch auch preissenkende Wirkungen im Strommarkt. Insbesondere in Starkwindzeiten, aber auch an sehr sonnenreichen Tagen, führte ein hohes Angebot an Strom aus Windkraft oder Photovoltaik zu einem niedrigen Börsenpreis. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt betrug nach wissenschaftlichen Untersuchungen für das BMU in den Jahren 2006 – 2009 jeweils etwa 0,6 ct/kWh; er dürfte 2010 in einer

ähnlichen Größenordnung gelegen haben. Vor diesem Hintergrund ist auch der jüngste Rückgang der Börsenstrompreise nicht nur konjunkturbedingt, sondern auch als Folge der Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse zu erklären. In welchem Ausmaß sich dies auf die Strompreise für Private Haushalte und Unternehmen auswirkt, lässt sich nicht allgemein sagen. Entscheidend ist ein funktionierender Wettbewerb. Es kommt also darauf an, inwieweit Stromverbraucher entsprechende Preiserhöhungen akzeptieren bzw. von der Möglichkeit Gebrauch machen, den Stromlieferanten zu wechseln. In besonderer Weise dürften die aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Unternehmen vom Merit-Order-Effekt profitieren, da diese ihren Strombedarf zumindest teilweise über die Börse decken.

- So wichtig die sorgfältige Analyse der mit dem EEG verbundenen Kosten auch ist: Zu bedenken ist stets, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien auch erhebliche Nutzenwirkungen hat, die - zum Teil aufgrund methodischer Schwierigkeiten – bislang erst teilweise quantifiziert sind. Hierzu zählen z. B. die deutlich geringeren Risiken sowie Umwelt- und Gesundheitsschäden, die erneuerbar erzeugter Strom gegenüber fossil-atomaren Alternativen aufweist. Eine Einführung in diese Thematik sowie erste Berechnungen hierzu finden sich u. a. unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45801/40870/>.