

Gegenüberstellung von ausgewählten Studien und Konzepten zum EEG

Gutachten im Auftrag von CPC Berlin

Auftragnehmer:

Dipl.-Ing. Uwe Nestle

Kiel, Dezember 2013

Inhaltsverzeichnis

1.	Vorwort / Einleitung	3
2.	Ausgewählte Regelungen des geltenden EEG	5
3.	Kurzbeschreibung Studien zur Novelle des EEG	10
3.1	BaWü: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes (IZES et al., 2013)	10
3.2	BDEW: Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG (BDEW 2013)	12
3.3	Öko-Institut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2.0. Vorschlag für eine EEG-Reform auf Basis eines Prämienmodells (Öko-Institut 2013)	13
3.4	rwi: Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien (Rwi 2013)	14
3.5	SRU: Den Strommarkt der Zukunft gestalten (SRU 2013)	15
3.6	VKU: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (VKU 2013)	16
4.	Kurzbeschreibung von Konzepten zur Reform des EEG	18
4.1	Agora Energiewende: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign- Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017 (Agora Energiewende 2013)	18
4.2	Niedersachsen: ENERGIEWENDE 2.0. Handlungsempfehlungen der „Kleinen Energierunde“ zur Energiewende (Nds 2013)	20
4.3	Schleswig-Holstein: Vorschläge für eine Reform des EEG (MELUR 2013)	21
5.	Koalitionsvereinbarung zwischen CDU/CSU/SPD: Finaler Entwurf vom 27.11.2013	23
	Quellen	25
	Anhang: Tabelle zur Gegenüberstellung von Studien und Konzepten zur Novelle des EEG	27

1. VORWORT / EINLEITUNG

In den letzten zwei Jahren ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) immer stärker in die Kritik geraten. Die Gründe dafür sind vielfältig. In der Öffentlichkeit am meisten diskutiert wird die Höhe der EEG-Umlage und damit die vermeintlich strompreissteigernde Wirkung des EEG. Seitens der Wirtschaftsverbände und anderer Akteure, insbesondere der konventionellen Stromindustrie, ist der inzwischen hohe und in den letzten Jahren verstärkt steigende EE-Anteil am Strommix wesentlicher Grund für die Kritik. Denn durch das zusätzliche Angebot von EE-Strom sinkt der Strompreis auf den Großmärkten (u.a. EPEX¹). Zusätzlich werden konventionelle Kraftwerke immer seltener gebraucht, verkaufen daher immer seltener Strom und haben entsprechend sinkende Volllaststundenzahlen. Entsprechend sind ihre Einnahmen und die Gewinne der konventionellen Stromwirtschaft eingebrochen. Dass immer seltener aus konventionellen Kraftwerken Strom benötigt wird, ist zwar zentrales Ziel des EE-Ausbaus und der Energiewende. Dass damit aber auch die wirtschaftliche Grundlage der konventionellen Energieversorger wegbröckelt, ist für viele offenbar Grund genug, das bisherige Finanzierungssystem des EEG in Frage zu stellen. Das betrifft ausdrücklich nicht nur die konventionellen Energieversorger, die bislang kaum in den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) investiert haben. Darüber hinaus wird, insbesondere von der Europäischen Kommission, eine weitere und stärkere Marktintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich gefordert – oft ohne damit das Ziel einer besseren Systemintegration zu verbinden und ohne dass heute bekannt wäre, wie der Markt langfristig aussehen könnte, in dem gerade die fluktuierenden Erneuerbaren Energien später wirtschaftlich agieren könnten.

Vor diesem Hintergrund haben die Bundeskanzlerin und alle Ministerpräsidenten der Bundesländer gemeinsam festgestellt, dass eine grundsätzliche Änderung des EEG notwendig sei (Bundeskanzlerin 2013). Dies ist inzwischen offenbar überwiegender Konsens unter den meisten Akteuren. Entsprechend hoch ist der Anspruch an Wissenschaftler und Akteure, bei Vorschlägen zur Reform des EEG nicht nur kleine Änderungen vorzuschlagen. Das Drehen kleiner Schraubchen würde dem politischen Anspruch und der Erwartungshaltung nicht entsprechen – unabhängig davon, ob das nicht doch für eine erfolgreiche Fortführung der Energiewende und angemessene Strompreise ausreichen könnte.

Die hier jeweils kurz skizzierten Vorschläge zur Reform des EEG in Form von wissenschaftlichen Studien oder Konzepten politischer Akteure, die aus Sicht des Autors und des Auftraggebers die politisch wichtigsten sind, schlagen entsprechend in der Regel grundsätzliche Änderungen vor, die erhebliche Auswirkungen auf die Ausbaudynamik und die bestehende Akteursvielfalt haben könnten. Allerdings sind die Vorschläge in den verwendeten Papieren durchaus sehr unterschiedlich. Das macht es schwer, den Überblick zu behalten. Vor diesem Hintergrund wurden die verschiedenen Ideen in einer umfassenden Tabelle anhand zentraler Aspekte gegenüber gestellt. Eine Bewertung der Vorschläge findet entsprechend des Auftrages nicht statt. Das vorliegende Dokument soll dabei die seit Oktober 2013 existierende Strategiediskussion zum EEG zwischen Umweltverbänden und Wirtschaftsverbänden der Erneuerbaren Energien unterstützen.

Ebenfalls entsprechend des Auftrages geht es in diesem Gutachten explizit um das EEG – nicht um die gesamte Energiepolitik. Da in der öffentlichen und politischen Diskussion

¹ European Power Exchange. Strombörse für Frankreich, Deutschland, der Schweiz und Österreich.

manchmal der Eindruck entsteht oder geweckt wird, dass EEG wäre an einem Großteil der Probleme der Energiewende ursächlich Schuld und entsprechende Änderungen könnten daher die Probleme lösen, soll hier darauf hingewiesen werden, dass dem eben nicht so ist. Folgendes kann und soll das EEG – laut Zieldefinition in § 1 EEG – nicht leisten, solange am Ziel des dynamischen EE-Ausbaus festgehalten wird:

- den konventionellen Kraftwerkspark flexibler machen, damit er die schwankende Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) ausgleichen kann;
- bestimmen, welche konventionellen Kraftwerke genutzt bzw. vom Netz genommen werden (Braunkohle, Steinkohle, Gaskraftwerke, etc.);
- den Um- und Ausbau des Stromnetzes forcieren;
- die Optimierung der Regelenergiemärkte fördern, so dass EE, Lastmanagement und (kleine) Speicher besser daran teilnehmen können;
- die externen Kosten der konventionellen Kraftwerke internalisieren;
- die Energieeffizienz im Strombereich und anderswo voranbringen;
- den Ausbau der EE im Wärme- und Verkehrsbereich voranbringen;
- den Klimaschutz in anderen Bereichen voranbringen.

Ferner soll darauf hingewiesen werden, dass insbesondere in den dargestellten Konzepten manche Forderungen nicht eindeutig oder vollständig nachvollziehbar sind. Dies spiegelt sich teilweise entsprechend in den Kurzzusammenfassungen wieder. Bezüglich der Begrifflichkeit werden im vorliegenden Papier die Begriffe „Ausschreibung“ und „Auktion“ jeweils so verwendet, wie sie in den jeweiligen Studien oder Konzepten angewendet werden. Teilweise werden beide Begriffe in ein und derselben Studie und für die gleiche Fördersystematik verwendet.

Viele der betrachteten Papiere behandeln mehr als nur das EEG oder den Ausbau der EE im Strombereich. Oft wird die gesamte Stromversorgung, manchmal auch das gesamte Feld des (internationalen) Klimaschutzes betrachtet. Im vorliegenden Gutachten werden jeweils nur die EEG-relevanten Aspekte und Forderungen betrachtet. Ferner werden in den berücksichtigten Studien Motivation und Herleitung der Vorschläge ausführlich beschrieben, teilweise mit umfassenden Simulationen. Um den Rahmen dieses Gutachtens nicht zu sprengen, wurde darauf verzichtet, dies jeweils auszuführen.

Um die Einordnung der berücksichtigten Vorschläge zu erleichtern, werden zunächst ausgewählte Regelungen des geltenden EEG kurz beschrieben. Dabei werden Regelungen herausgegriffen, die nach Einschätzung des Autors in der öffentlichen und auch der Fachdiskussion teilweise nicht entsprechend ihrer Bedeutung bekannt sind – oder bewusst ignoriert bzw. unterschlagen werden. Die grundsätzliche Funktionsweise des EEG wird dagegen als bekannt vorausgesetzt.

2. AUSGEWÄHLTE REGELUNGEN DES GELTENDEN EEG

Um die nachfolgend dargestellten Studien und Konzepte für eine grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) einordnen und beurteilen zu können, werden in diesem Kapitel ausgewählte Regelungen des geltenden EEG kurz beschrieben. Dabei werden Aspekte herausgegriffen, die in der politischen Diskussion sowie den hier betrachteten Studien und Konzepten häufig genannt werden, obwohl sie im geltenden EEG bereits adressiert sind.

Degression der Vergütungen

Einzelne Studien oder Konzepte verlangen beispielsweise eine Degression der Vergütungen für Strom aus Erneuerbaren Energien, so dass sie entsprechend der technischen Entwicklung sinken. Diese Regelung ist zentraler Bestandteil des EEG, seit es im Jahr 2000 in Kraft getreten ist. Sie besteht nach wie vor, auch im aktuellen EEG und ist je nach Technologie technologiedifferenziert ausgestaltet – wie die Vergütungshöhe selber auch. Dabei sinkt einer installierten Anlage die Vergütung nicht von Jahr zu Jahr, vielmehr bleibt sie bei einer konkreten Anlage die Vergütung über 20 Jahre konstant.² Die Degression bezieht sich auf das Jahr, in dem eine Anlage in Betrieb geht. Je später die Inbetriebnahme ist, desto geringer ist die Vergütung. Damit greift die Vergütungsregelung auf, dass die technologische Entwicklung grundsätzlich dafür sorgt, dass EE-Anlagen jedes Jahr etwas günstiger werden, und damit auch deren Stromerzeugungskosten sinken.

In der Tabelle im Anhang ist für die wichtigsten Technologien angegeben, wie hoch die Degression im geltenden EEG ist.

Die Marktintegration / Marktprämie

Eine zentrale Forderung insbesondere in der politischen Debatte sowie von Seiten der Europäischen Kommission ist die nach einer Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Das EEG hat dabei zunächst entscheidend dazu beigetragen, dass ein lange Zeit sehr kleiner bzw. kaum existierender Markt groß geworden ist. Inzwischen gibt es einen starken globalen Wettbewerb zwischen Anlagenherstellern und Zulieferern im Bereich der Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen sowie Biogasanlagen, den es vor Inkrafttreten des EEG bzw. des Stromeinspeisungsgesetzes kaum gab. Dieser Wettbewerb im Markt der Anbieter hat bewirkt, dass die EE-Anlagen heute kostengünstiger, leistungsstärker und zuverlässiger sind. Das wiederum hat ermöglicht, die EEG-Vergütungen schrittweise zu senken und die technischen Anforderungen an die Anlagen zu erhöhen.

Seit 2010 wird der gesamte nach EEG vergütete Strom am Strommarkt gehandelt. Zunächst fand dies ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber an der EPEX statt. Seit Einführung der optionalen gleitenden Marktprämie kann der Strom von Anlagen, der im Marktprämiensystem vermarktet wird, an allen Strommärkten verkauft werden. Insofern ist seit 2010 der EEG-vergütete Strom vollständig in den Markt integriert. Ferner können Händler - anders als vor 2010 – frei wählen, wie sie ihren Strommix zusammenstellen. Er muss keinen Anteil EEG-vergüteten Strom mehr beinhalten.

² Ausnahme bildet die Windenergie. Hier gibt es eine hohe Anfangs- und eine niedrigere Basisvergütung. Auch für diese beiden Vergütungen gilt die Degressionsregel, so dass sie bei einer konkreten Anlage über die Jahre konstant bleiben, bei Anlagen mit späterer Inbetriebnahme aber sinken.

Bereits seit vielen Jahren ist im EEG das Grünstromprivileg verankert. Mit ihm ist geregelt, dass Kunden von Stromhändlern, die mindestens 50% ihrer verkauften Strommenge mit EEG-vergütungsfähigen Anlagen erzeugen, dafür aber keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird, teilweise von der EEG-Umlage befreit sind. Die Stromhändler und ihre Stromlieferanten, die diese Option des EEG wählen, beziehen also keine EEG-Vergütung. Sie vermarkten ihren Strom vollständig am Markt, andere Erlösquellen nutzen sie nicht.

Zusätzlich existiert seit Anfang 2012 mit der optionalen gleitenden Marktprämie ein weiterer Weg, als EE-Anlagenbetreiber am Strommarkt zu agieren (siehe Abb. 1). Wer anstatt der festen Einspeisevergütung in diese Marktprämie wechselt, erhält zwei Einnahmeströme: Erlöse aus dem Strommarkt, an dem er seinen Strom verkauft, und eine Vergütung vom Netzbetreiber. Vom Netzbetreiber erhalten die Anlagenbetreiber die gleitende Marktprämie und die Managementprämie. Dabei ist die gleitende Marktprämie die Differenz zwischen der Festvergütung der jeweiligen EE-Anlage und dem durchschnittlichen Erlös der jeweiligen EE-Sparte, im jeweiligen Monat, am Spotmarkt an der Strombörse. Sie wird im Nachhinein (ex post) ermittelt. Da der Anlagenbetreiber seinen Strom am Markt verkauft, kann er grundsätzlich seine Erlöse erhöhen, wenn er zum richtigen Zeitpunkt einspeist – also wenn der Preis gerade hoch ist. Da die Marktprämie davon unbeeinflusst bleibt und vom einzelnen Anlagenbetreiber nicht beeinflusst werden kann, können so die Gesamterlöse verbessert werden. Insbesondere für regelbare EE-Anlagen kann dies ein wichtiger Anreiz sein, flexibel und bedarfsgerecht einzuspeisen. Da die am Markt erzielbaren Zusatzerlöse die notwendige Umrüstung von Biomasseanlagen allerdings noch nicht wirtschaftlich machen, wird dies zusätzlich mit der Flexibilitätsprämie gefördert.

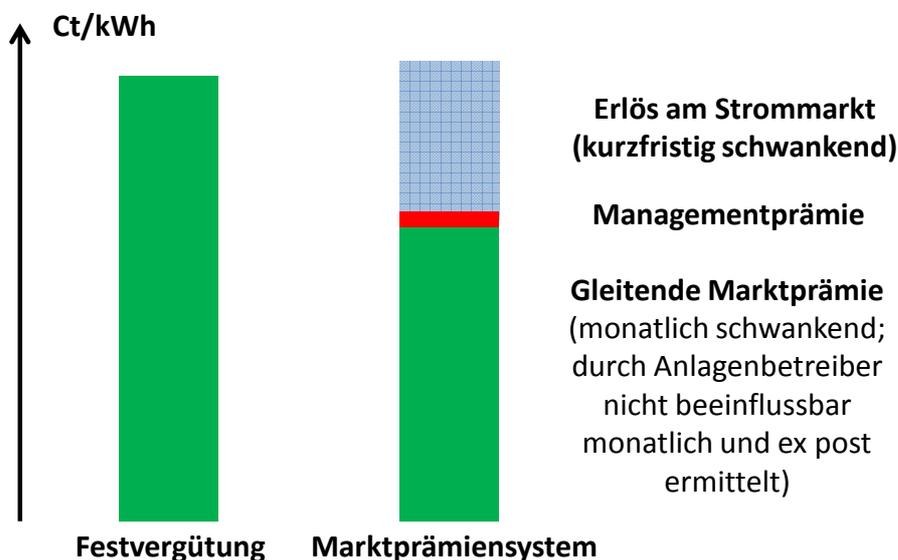


Abb. 1: Das Prinzip der optionalen gleitenden Marktprämie im Vergleich zur Festvergütung (eigene Darstellung)

Um auf die schwankenden Marktpreise reagieren zu können, werden diejenigen Anlagen, die am Marktprämienmodell teilnehmen, in der Regel mit einer Fernsteuerung ausgestattet. Denn nur so können sie beispielsweise bei zu stark negativen Preisen kurzfristig abgeschaltet werden. Darüber hinaus müssen die Betreiber bzw. die beauftragten Dienstleister Ausgleichsenergie vorhalten für den Fall, dass die Wetterbedingungen am Liefertag nicht der Vortags-Prognose entsprechen und damit mehr oder weniger Strom als prognostiziert erzeugt werden kann.

Um diese und andere Kosten für die Vermarktung des Stroms abzudecken und einen finanziellen Anreiz für den Wechsel aus dem sehr sicheren Festvergütungsmodell in das etwas risikoreichere Marktprämienmodell zu schaffen, wird zusätzlich eine Managementprämie vergütet.

Die Option der gleitenden Marktprämie wurde sehr schnell nach ihrer Einführung gut angenommen. Sie hat den mit Abstand größten Anteil an den verschiedenen Arten der Direktvermarktung von EE-Strom. Derzeit wird der folgende Anteil der Leistung von EEG-vergütungsfähigen Anlagen direkt vermarktet (Fhg ISI et al. 2013, BMU 2013):

- Neue Windenergieanlagen fast vollständig
- Neue Biomasseanlagen fast vollständig
- 87,5% aller Windenergieanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 45,2% aller Biomasseanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 11,4% aller Photovoltaikanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- Über 50% der gesamten EE-Leistung (Bestand und Neuanlagen)

Damit agieren bereits heute insgesamt rund 35 GW installierte EE-Leistung direkt am Markt – Tendenz steigend.³ Sie haben damit den finanziellen Anreiz, auf die Strompreishöhe zu reagieren, beispielsweise bei zu stark negativen Börsenpreisen abzuregeln.⁴

Während aufgrund des Bestandsschutzes Bestandsanlagen nicht gezwungen werden können, auf die feste Einspeisevergütung zu verzichten und in ein Modell der Direktvermarktung zu wechseln, kann somit die Nutzung der Direktvermarktung bei neuen Windenergie- und Biomasseanlagen kaum gesteigert werden. Eine besonders hohe installierte Leistung, die noch die Festvergütung nutzt, liegt bei der zu großen Anteilen aus sehr kleinen Anlagen bestehenden Photovoltaik vor. Hier wären die Transaktionskosten bezogen auf die zu vermarktende Strommenge deutlich höher als bei größeren Anlagen, weshalb ihre Vermarktung für Direktvermarkter relativ unattraktiv ist.

Der Verkauf des EEG-finanzierten EE-Stroms

Der Verkauf des EEG-vergüteten Stroms wird im Falle der Festvergütung durch die ÜNB durchgeführt. Sie haben eine Bonusregelung, durch die sie einen (kleinen) Anreiz haben, hohe Erlöse zu erzielen. Allerdings dürfen sie nur am Spotmarkt der EPEX verkaufen, was ihre Möglichkeiten zur Erlösoptimierung einschränkt.

³ Der Strombedarf schwankte in den vergangenen Jahren in Deutschland zwischen rund 35 und 87 GW.

⁴ Damit soll keine Aussage darüber getroffen werden, inwiefern eine Abregelung von FEE-Anlagen sinnvoll ist.

Nutzen EE-Anlagenbetreiber das gleitende Marktprämiensystem, verkaufen sie ihren EE-Strom selbst an der Börse bzw. beauftragen damit einen Dienstleister. Sie können dabei frei wählen, an welchen Märkten sie ihren Strom verkaufen wollen. Das EEG verwehrt ihnen auch nicht die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Allerdings sind die Präqualifikationskriterien, die nicht im EEG definiert sind, für EE relativ ungeeignet, so dass tatsächlich bislang kaum EE-Anlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

Durch diese Regelungen beim fest vergüteten EEG-Strom wie auch beim EE-Strom, der direkt vermarktet wird, wird der gesamte EEG-vergütete Strom an den Märkten gehandelt – entweder durch die ÜNB, die EE-Anlagenbetreiber oder Dritte.

Durch die freie Wahl des Marktplatzes haben EE-Anlagenbetreiber bei Nutzung der gleitenden Marktprämie grundsätzlich die Option, an Märkten zu handeln, an denen die Preise höher sind als an der EPEX. Aufgrund des inzwischen in diesem Bereich vergleichsweise gut funktionierenden Marktes und der grundsätzlich bestehenden Arbitragemöglichkeiten sind die Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Großmärkten für Strom allerdings relativ klein. Zudem beinhaltet die gleitende Marktprämie auch das Risiko entsprechender Verluste, insbesondere wenn bei längerfristigen Verkäufen die Prognosegenauigkeit abnimmt.

Die Anforderung zur Erfüllung von Systemdienstleistungen bei Windenergieanlagen

Seit der EEG-Novelle von 2009 werden an neue Windenergieanlagen Anforderungen gestellt, die dafür sorgen, dass sie einen größeren Beitrag zur Stromversorgungssicherheit leisten. Diese Anforderungen betreffen laut Systemdienstleistungsverordnung gemäß § 64 EEG 2009:

- das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall
- die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- die Frequenzhaltung
- den Versorgungswiederaufbau im Falle eines Stromausfalls

Diese Anforderungen gelten auch für diejenigen Neuanlagen, die zu bestehenden Windparks hinzu gebaut werden. Bestehende Windenergieanlagen wurden mit Hilfe des Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) dazu angereizt, ebenfalls zusätzliche Dienstleistungen zu liefern. Altanlagen, die die obigen Anforderungen – mit Ausnahme der Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung – erfüllten, kamen somit in den Genuss des SDL-Bonus.

Damit übernehmen bereits heute und aufgrund des geltenden EEG alle neuen Windenergieanlagen und ein erheblicher Teil der Altanlagen wesentliche Aufgaben zur Gewährung der Stromversorgungssicherheit (Deutsche WindGuard und BioConsult SH 2011).

Die Ziele des EEG

Gerade in den letzten Monaten wurde immer wieder kritisiert, dass der EE-Ausbau zu schnell sei. Dadurch würden die im EEG definierten Ziele übererfüllt und das EEG sei bislang nicht in der Lage, seine Ziele „punktgenau“ zu erreichen (rwi 2012).

Diese Argumentation übersieht, dass im EEG seit Anbeginn Mindestziele formuliert wurden. Eine „Übererfüllung“ ist damit offensichtlich keinesfalls unerwünscht und damit kein Hinweis, dass das EEG diesbezüglich ungenügend sei. Dies gilt umso mehr seit der Novelle des EEG nach dem Atomunglück in Fukushima. Aufgrund dessen wurde von der damaligen Regierungskoalition zusätzlich zur Beschreibung als Mindestziele hinzugefügt, dass diese bis „spätestens“ 2020, 2030, etc. erreicht sein sollen:

§ 1 Abs. 2 EEG:

„Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

- *35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,*
- *50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,*
- *65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und*
- *80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050.“*

3. KURZBESCHREIBUNG STUDIEN ZUR NOVELLE DES EEG

3.1 BaWü: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes (IZES et al., 2013)

Abkehr vom Einheitsmodell

Im geltenden EEG wird für alle EE-Technologien das gleiche Finanzierungsprinzip verwendet. Für alle Technologien kann entweder die feste Einspeisevergütung oder die gleitende Marktprämie genutzt werden. IZES/Bofinger/BET schlagen vor, für jede EE-Technologie spezifische Finanzierungsmodelle zu verwenden, die entsprechend den jeweiligen Charakteristika und den konkreten Zielen ausgewählt wurden.

Bei manchen EE-Sparten, insbesondere bei Wind Offshore, schlägt die Studie die Einführung von Ausschreibungsmodellen vor. Dies könne grundsätzlich zu einer Senkung der Kosten und einer präziseren Steuerung des Ausbaus beitragen.

Wind an Land, Photovoltaik und Wasserkraft

Für die fluktuierenden EE Wind an Land, Photovoltaik und Laufwasserkraft sollen für Investoren zwei Optionen zur Auswahl stehen: Das Bürgermodell und das Integrationsmodell. Die beiden Modelle sollen gegeneinander im Wettbewerb getestet werden, welches wichtige Kriterien besser erfüllt.

Das Bürgermodell basiert auf einer festen Einspeisevergütung, die technologiespezifisch und z.T. regional differenziert festgelegt wird. Sie soll monatlich oder quartalsweise an wesentliche Kostentreiber angepasst werden, um Mitnahmeeffekte sowie einen zu schnellen oder zu langsamen Ausbau zu vermeiden. Die Vermarktung des vergüteten EE-Stroms wird durch die Übertragungsnetzbetreiber bzw. einen Dritten durchgeführt. Das bestehende Modell der gleitenden Marktprämie wird abgeschafft. Zu Zeiten negativer Strompreise können die Anlagen ab einer bestimmten Größe aberegelt werden. Der gesamte Vergütungszeitraum wird dann um diese Stundenzahl verlängert. Dieses Modell soll aufgrund seiner geringen Risiken insbesondere für kleine, risikoscheue Investoren geeignet sein. Entsprechend sollen die Renditen niedrig gehalten werden.

Das Integrationsmodell sieht zunächst eine feste Kapazitätsprämie vor, deren Höhe vom Administrator festgelegt wird (wie heute die Höhe der Einspeisevergütung). Sie soll in 20 jährlichen Tranchen ausgezahlt werden. Obligatorisch ist die Teilnahme am Strommarkt, wodurch ein zweiter Finanzstrom besteht. Später soll die Höhe der Kapazitätsprämie wettbewerblich durch ein Ausschreibungsverfahren bestimmt werden. Gleichzeitig wird betont, dass vor einer Ausschreibung noch viele Umsetzungsfragen beantwortet werden müssten. So zeigten internationale Erfahrungen und grundsätzliche Überlegungen, dass die tatsächliche Erreichung der Ausbauziele und eine ausreichend breite Akteurs- sowie Technologiestruktur im Falle von Ausschreibungen keinesfalls gegeben sein müssten. Ferner sei unklar, wie unnötige Kosten durch Risikozuschläge, Transaktionskosten oder die Ausübung von Marktmacht vermieden werden könnten.

Ein Wechsel zwischen den Optionen ist nicht vorgesehen. In beiden Optionen soll bei Windenergieanlagen eine deutlich differenziertere Standortvergütung vorgesehen werden als im Referenzertragsmodell des geltenden EEG, um Überrenditen zu vermeiden.

Bioenergie

Für Bioenergie wird eine Kombination einer Marktprämie (in €/kWh) und einer Kapazitätsprämie (in €/kW) vorgesehen. Dabei sei die Höhe der Marktprämie in Kombination mit dem aktuellen Großhandelsstrompreis entscheidend für die aktuelle Entscheidung, ob eine Anlage Strom produziert und einspeist. Sie soll so gewählt sein, dass die Anlagenbetreiber bei einem Preis, der die Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke gerade nicht mehr deckt, noch einen positiven Deckungsbeitrag erzielen. In der Merit Order sollen damit Biomassekraftwerke zwischen den fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) und den konventionellen Kraftwerke stehen. Ziel ist, dass die Flexibilitäten von neuen Biomasseanlagen aus Umweltschutzgründen erst dann eingesetzt werden, wenn die Optionen der konventionellen Kraftwerke vollständig ausgenutzt sind. Gleichzeitig sollen FEE nicht verdrängt werden. Damit soll die notwendige Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke nicht beeinträchtigt werden. Die ergänzende Kapazitätsprämie soll so ausgestaltet sein, dass insgesamt ein rentabler Betrieb der Anlage möglich ist.

Windenergie auf dem Meer

Bei Windenergieanlagen auf dem Meer sollen Anlagen mit einer bereits zugesagten Vergütung, die bereits in der Planung und Realisierung sind, noch nach dem bestehenden System des EEG finanziert werden. Alle anderen Anlagen sollen mit einer fixen Kapazitätsprämie finanziert werden, ähnlich dem oben beschriebenen Integrationsmodell. Hier soll sie allerdings sofort in einem Ausschreibungsverfahren bestimmt werden. Die Ausschreibungen beziehen sich auf konkrete, bereits vorentwickelte und genehmigungsfähige Standorte. Das schließt einen zeitgerechten und passenden Netzanschluss ein. Den Zuschlag soll das Gebot bekommen, das zu den niedrigsten spezifischen Refinanzierungskosten (in Ct/kWh) führt. Dadurch soll ein Anreiz gegeben werden, eine möglichst hohe Zahl von Vollbenutzungsstunden zu erreichen. Zur Ermittlung der spezifischen Refinanzierungskosten werden die im Angebot geforderten jährlichen Kapazitätszahlungen (in €/kW) und die angegebene jährliche Stromproduktion (in kWh/a) herangezogen. Entsprechend muss das Angebot neben diesen Daten eine nachvollziehbare Dokumentation der geplanten Anlage und für die erwartete jährliche Stromerzeugung zwei unabhängige Windgutachten unter Berücksichtigung der geplanten technischen Verfügbarkeit enthalten. Sollte es beim Bau der Anlagen zu vom Investor verschuldeten Verzögerungen kommen, können eine Pönale verhängt oder die Vergütungsrechte (Kapazitätsprämie) an einen anderen Projektentwickler veräußert werden.

Geothermie

Für Geothermieanlagen zur Stromerzeugung wird aufgrund des vergleichsweise wenig ausgereiften Standes der Technik und dem hohen Investitionsrisiko vorgeschlagen, von der Vergütung über das EEG abzurücken und zukünftig Investitionszuschüsse auf Leistungsbasis zu gewähren. Ferner seien Bürgschaften sinnvoll, da sie die Risiken für Kapitalgeber reduzieren könnten.

Reformvorschläge außerhalb des EEG

Der Zeitverzug der Anreizregulierung zwischen Investition und Erlösrückfluss müsse konsequent beseitigt werden um den Netzausbau schneller voran zu bringen. Die Dämpfung negativer Preise durch Abregelung von EE soll nicht die Flexibilitätsanreize für den übrigen Kraftwerkspark reduzieren – hierfür wird ein Ausgleichsmechanismus vorgeschlagen. Darüber hinaus wären geeignete Kapazitätsmechanismen sinnvoll.

3.2 BDEW: Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG (BDEW 2013)

Umstellung des Finanzierungsregimes

Die beiden relevantesten Forderungen des BDEW sind die sofortige Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis des gleitenden Marktprämienmodells für alle neuen EEG-Anlagen und eine anschließende Einführung einer fixen, ex ante mit Hilfe eines Auktionsmodells bestimmte Marktprämie. Damit würde nicht nur das feste Vergütungssystem des EEG, sondern auch die Orientierung der Förderhöhe an dem Niveau des aktuellen Strompreises am Großmarkt beendet.

Darüber hinaus soll mit der verpflichtenden Marktprämie die Managementprämie für Neuanlagen abgeschafft und für bestehende Anlagen gekürzt werden. Die Möglichkeit der Fernsteuerung durch den Direktvermarkter soll obligatorisch werden, genauso wie eine Ausrüstung mit technischen Komponenten u.a. zur Leistungsregelung, zur Fernsteuerbarkeit und zur Produktion von Blindleistung und Kurzschlussstrom.

Prinzip der Mengenkontingentierung

Das bislang geltende Prinzip, EE-Anlagen für den Zeitraum von 20 Jahren zu vergüten, soll durch ein Modell der Mengenkontingentierung ersetzt werden. Die Vergütungen enden dann nicht wie derzeit nach 20 Jahren, sondern nach Erreichen einer bestimmten Strommenge. Dabei könnten Jahreskontingente definiert werden, mit denen das gesamte Kontingent auf einzelne Jahre aufgeteilt werden könne. Im Falle der Direktvermarktung stehe der Anlagenbetreiber dann vor der Wahl, bei negativen Strompreisen nur die Marktprämie abzüglich des negativen Strompreises zu erlösen oder die Prämie für eine spätere Einspeisung „aufzuheben“. In Kombination mit dem o.g. Prämienmodell entstehe somit der Anreiz, bedarfsgerechter einzuspeisen, d.h. z.B. bei negativen Strompreisen abzuregeln. Vom Grundsatz her würde dies auch für niedrige positive Strompreise zutreffen. Im Fall der Windenergie soll mit dieser Regelung stärker als bislang nach der Standortqualität differenziert und so der bestehenden Überförderung guter Standorte entgegen gewirkt werden.

EE und Stromnetze

Um die Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu optimieren sollen Netzausbau und EE-Ausbau synchronisiert werden.

Reformvorschläge außerhalb des EEG

Das hier zusammengefasste Positionspapier ist formal ein Anhang des BDEW-Positionspapiers „Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende. Handlungsoptionen für die Politik.“ Darin fordert der BDEW u.a. einen dezentralen Leistungsmarkt (bzw. Kapazitätsmarkt), die Weiterentwicklung der Anreizregulierung zugunsten eines intelligenten Ausbaus der Netze, eine Neuregelung bzgl. der Netzentgelte in Richtung einer stärkeren Leistungsorientierung und einer Beschränkung der vermiedenen Netzentgelte auf steuerbare Erzeugungskapazitäten.

3.3 Öko-Institut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2.0. Vorschlag für eine EEG-Reform auf Basis eines Prämienmodells (Öko-Institut 2013)

Grundsätze des Modells

Es sollen insbesondere die Strompreissignale genutzt werden, um einerseits den Einsatz bestehender EE-Kapazitäten zu optimieren und andererseits das Anlagendesign neuer EE-Anlagen zu verbessern. Langfristiges Ziel ist es, für den konventionellen Kraftwerkspark und alle EE (fluktuierende und steuerbare) ein einheitliches Marktdesign zu entwickeln. Insofern müssten EE zusätzliche Risiken übernehmen, z.B. bezüglich ihres zukünftigen Erlöses am Strommarkt und der Strommenge, die sie am Markt verkaufen können. Darüber hinaus sollen die Kosten des EEG gerechter und auf mehrere Schultern verteilt werden.

Die Kapazitätsprämie

Wie bei der bestehenden optionalen gleitenden Marktprämie sollen Anlagenbetreiber zukünftig aus zwei Erlösströmen Einkünfte erzielen: Aus der Vermarktung am Strommengenmarkt (EPEX, OTC⁵, Regelenergiemarkt, etc.) und aus einer Prämie. Anders als bei der gleitenden Marktprämie soll die Prämie im Voraus für 20 Jahre festgelegt und grundsätzlich an der Kapazität einer Anlage orientiert sein, nicht an der eingespeisten Strommenge. In Verbindung mit der Direktvermarktung soll dies den Anreiz stärken, bedarfsgerecht einzuspeisen. Da der Strompreis an der Börse oder an sonstigen Großmärkten nicht für 20 Jahre im Voraus abschätzbar sei und es damit bei sehr hohen Preisen zu sehr hohen Gewinnen kommen könnte, soll ein Abschöpfungsmechanismus eingeführt werden. Um sicherzustellen, dass sich auch bei zukünftig sehr niedrigen Börsenpreisen neue EE-Anlagen rentieren, soll die Kapazitätsprämie sicherheitshalber relativ hoch angesetzt werden.

Die variable Einspeisevergütung

Das o.g. Prämienmodell soll weiterhin optional sein. Die Anlagenbetreiber werden also nicht gezwungen, ihren Strom am Markt zu verkaufen. Um aber die gleichen systemrelevanten Anreize auch für die Anlagenbetreiber wirksam werden zu lassen, die nicht direkt vermarkten, soll die Festvergütung in eine variable Vergütung umgewandelt werden. Wer diese variable Vergütung wählt, erhält einerseits die o.g. feste Kapazitätsprämie sowie den, zum jeweiligen Zeitpunkt der Einspeisung geltenden, Preis am Spotmarkt. Da für dieses Instrument die teilnehmenden Anlagen eine fernauslesbare Lastgangmessung benötigen und i.d.R. an eine Leitwarte angeschlossen sein müssen, sollte sie ggf. nur für Anlagen größer 100 kW gelten.

Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Modelle

In beiden Modellen trügen neue Anlagenbetreiber das Erlöshöhenrisiko (Risiko, welcher Preis für die produzierte Strommenge erlöst werden kann), nicht aber das Preisrisiko der festen Kapazitätsprämie, da deren Höhe und Zahlung für eine längere Zeit garantiert sei (mit Ausnahme des Abschöpfungsmechanismus bei einem hohen Strompreis). Betreiber, die die fixe Kapazitätsprämie nutzen, trügen zusätzlich das Vermarktungsrisiko (Risiko über die Höhe der Vermarktungskosten, inklusive des Ausgleichsrisikos aufgrund falscher Prognosen) und das Erlösdauerisiko (Risiko, über welchen Zeitraum Abnehmer gefunden werden können).

Die Bezugsgröße der Kapazitätzahlungen soll für steuerbare EE-Anlagen ihre Nennleistung sein. Für fluktuierende EE-Anlagen wird der Median der Einspeiseleistungen über einen bestimmten Zeitraum vorgeschlagen. Die Höhe der Kapazitätzahlungen wird wie bei der derzeitigen Einspeisevergütung administrativ festgelegt.

⁵ Over the Counter. Außerbörslicher Handel.

3.4 rwi: Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien (Rwi 2013)

Das rwi-Quotenmodell

Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung e.V. hält eine technologieunabhängige Förderung der Erneuerbaren Energien für effizienter als die bestehende Systematik, in der jede Technologie eine spezifische Vergütung erhält. Daher fordert das rwi, verstärkt auf die „weniger unwirtschaftlichen“ Technologien zu setzen, anstatt den Zubau beispielsweise der „sehr teuren Photovoltaik“ zu forcieren. Schnellstmöglich solle ein Quotensystem eingeführt werden.

Energieversorger würden darin verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres an die Endverbraucher gelieferten Stroms mit EE-Strom zu decken. Ein Handel mit Grünstromzertifikaten soll das System effizienter machen. Energieversorger müssen dann den erneuerbaren Strom nicht selber erzeugen, sondern können die Erfüllung ihrer Verpflichtung durch den Kauf von Zertifikaten sicherstellen. Im Falle einer Nichterfüllung ihrer jeweiligen Quote soll eine nicht übermäßig hohe, aber auch nicht geringfügige Strafgebühr definiert werden. Erzeuger von EE-Strom erhalten Grünstromzertifikate, die sie entsprechend handeln können. Anlagenbetreiber erzielen somit Einkünfte aus zwei Strängen: Dem Verkauf des Stroms am Markt und dem Handel mit Grünstromzertifikaten.

Bestehende Anlagen sollen beim Übergang vom EEG ins Quotenmodell Bestandsschutz erhalten. Neue Anlagen sollen Grünstromzertifikate erhalten. Am Vorrang für den Anschluss von Anlagen an das Stromnetz soll festgehalten werden, nur Bestandsanlagen sollen aus Gründen des Bestandsschutzes weiterhin Einspeisevorrang erhalten.

3.5 SRU: Den Strommarkt der Zukunft gestalten (SRU 2013)

EEG-Umlage als falscher Indikator

Die EEG-Umlage ist aus Sicht des SRU als Indikator für die tatsächlichen EE-Förderkosten ungeeignet.⁶ Daher empfiehlt er, einen besseren Indikator einzuführen, der darstellen soll, ob das EE-Portfolio kostengünstiger wird oder nicht. Zudem sollte ein umfassender volkswirtschaftlicher Kostenbegriff verwendet werden. Dieser müsse die gesamten EE-Kosten mit den gesamten Kosten vergleichen, die beim Aus- und Umbau der fossilen Energieversorgung entstehen würden (Differenzkostenansatz). Dabei seien jeweils die volkswirtschaftlichen Kosten zu verwenden, insbesondere auch die jeweiligen externen Kosten.

Direktvermarktung verpflichtend und Kilowattstundenkontingent

Die feste Einspeisevergütung soll zugunsten einer verpflichtenden gleitenden Marktprämie für alle neu errichteten EE-Anlagen abgeschafft werden. Ferner wird die Umstellung von der zeitlichen Befristung der Förderdauer auf 20 Jahre auf eine Begrenzung der geförderten Arbeitsleistung je Anlage (in kWh) vorgeschlagen. Eine Anlage erhält somit eine Vergütung nicht für einen exakt bestimmten Zeitraum, sondern für eine exakt bestimmte Strommenge – unabhängig davon, in welchem Zeitraum sie diese Strommenge einspeist. Ein solches Kilowattstundenkontingent erhöhe den finanziellen Anreiz, eine Anlage bereits in der Investitionsphase auf Wertorientierung auszulegen, d.h. anstatt auf die Produktion von einer möglichst hohen Strommenge (in kWh) auf die Produktion von Strom, dessen Wert bzw. dessen Preis an der Börse besonders hoch ist. Auch beim Betrieb der Anlage steige damit grundsätzlich der Anreiz, bei niedrigen Strompreisen nicht einzuspeisen, sondern dies erst später zu tun, wenn der Strompreis höher ist. Denn die geförderte Strommenge bleibt gleich, unabhängig davon, wann und bis wann sie eingespeist wird. Erst nachdem diese Strommenge eingespeist wurde – und nicht nach z.B. 20 Jahren – entfällt die Prämie. Anschließend stammen die Einnahmen dann nur noch aus der Vermarktung des Stroms.

Finanzierung der Anbau-Biomasse-Verstromung beenden

Der SRU sieht durch die Förderung der Biomasse-Verstromung gravierende ökologische Folgen und unerwünschte Verlagerungseffekte. Daher solle die Beendigung der Förderung von Anbau-Biomasse unbedingt erwogen werden. Anreize zur Umrüstung von Biomasse-Bestandsanlagen sollten erwogen werden, mit der sie bedarfsgerecht einspeisen könnten.

Vergütungshöhe von Behörde festlegen lassen

Die Vergütungshöhe solle stärker nach klaren Regeln und in einem transparenten Verfahren festgelegt werden. Ferner solle flexibler auf Markt- und Kostenentwicklungen reagiert werden. Dies sei besser zu erreichen, wenn eine Behörde die Vergütungshöhen festlegen würde und solle auf Basis politisch festgesetzter Ziele zu EE-Ausbau und Portfolio geschehen.

Reformvorschläge außerhalb des EEG

Der SRU fordert insbesondere, die konventionelle Stromversorgung flexibler zu machen und den EE unterzuordnen. Das gelte insbesondere für die Braunkohle. Daher müsse der CO₂-Preis deutlich erhöht werden. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit präferiert der SRU die strategische Reserve. Zur besseren Steuerung der Energiewende soll im Kanzleramt eine Steuerungseinheit im Range eines Staatsministers eingerichtet werden.

⁶ Siehe hierzu auch Nestle 2013a und b.

3.6 VKU: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (VKU 2013)

Das VKU-Auktionsmodell

Der Vorschlag des VKU zur Finanzierung des EE-Ausbaus hat insbesondere die Ziele, den Ausbau besser zu steuern und die Erneuerbaren Energien besser in den Markt zu integrieren. Damit könne für mehr Kosteneffizienz gesorgt werden. Hierfür wird eine mengenbasierte Auktion vorgeschlagen. Zunächst soll mit ausreichend zeitlichem Vorlauf bestimmt werden, welche EE-Kapazitäten gefördert werden sollen. Dies soll die langfristige Zielerreichung sicherstellen, darüber hinaus sollen für die Marktteilnehmer die Vorhersehbarkeit des EE-Zubaus über längere Zeiträume verbessert werden. Gleichwohl soll die erste Ausschreibung möglichst bereits im Jahr 2014 stattfinden. Der Finanzierungsmechanismus des geltenden EEG soll so lange erhalten bleiben, bis die ersten auktionierten Kapazitäten in Betrieb genommen werden. Damit die möglichen Vorteile des neu einzuführenden Fördermechanismus faktisch auch wirksam werden können, solle dieser auf mehrere Dekaden ausgelegt sein – wo nötig, bis zum Zeithorizont 2050. Steuernde Eingriffe sollten – wenn notwendig – ausschließlich auf Basis eines transparenten Monitoringprozesses erfolgen.

Für eine Umstellung des Finanzierungsmechanismus müsse zunächst eine zentrale Koordinierungsstelle eingerichtet werden. Diese auktioniert die Förderrechte für EE-Projekte mit ausreichend zeitlichem Vorlauf vor deren Inbetriebnahme. Um an einer Auktion teilnehmen zu können, sollen keine strikten Präqualifikationsanforderungen gestellt werden, wie beispielsweise eine bereits erteilte Genehmigung, da dies einschränkend wirke auf den Umfang der Anbieter. Vielmehr sollen Anbieter die Einschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit weitgehend selbst übernehmen. Im Falle einer tatsächlichen Realisierung erhalten die in der Auktion erfolgreichen Investoren leistungsbezogene Vergütungsrechte (in €/MW), die über eine längere Dauer ausgezahlt werden. Wenn allerdings die in der Auktion angebotene Leistung nicht errichtet und/oder danach nicht nachhaltig betrieben wird, wird der Investor mit einer Pönale belegt. Um das Risiko des Investors zu mindern, sollen die nach der Auktion zugeteilten Vergütungsrechte handelbar sein. Da sie nicht projektspezifisch ausgestaltet sein sollen, könne ein Investor seine Rechte veräußern, wenn es in seinem Projekt beispielsweise zu Verzögerungen kommt.

Die Auktion soll einen kostenorientierten Wettbewerb zwischen EE-Investoren um den Zugang zur Förderung auslösen. Nach der Auktion steht die Förderung jedoch fest und ist für die EE-Investoren über die gesamte Betriebsdauer belastbar kalkulierbar. In der Betriebsphase, die üblicherweise rund 20 Jahre umfasst, ergänzt der Anlagenbetreiber die gewährte Förderung durch Erlöse aus einer Direktvermarktung an allen relevanten Märkten. Zielmarkt für die Direktvermarktung ist vorwiegend der Strommarkt (day-ahead, intra-day und ggfs. Terminmarkt), aber auch alle anderen Märkte (z. B. der Leistungsmarkt, ggf. der Wärmemarkt und die Märkte für Regelleistung), an denen EE-Anlagen entsprechend der Marktregeln teilnehmen können. Die Direktvermarktung soll ohne weitere arbeitsbasierte Prämien erfolgen, die Finanzierung entsprechend der Auktion wird rein leistungsbezogen ausgezahlt.

Eingeschränkte Technologiedifferenzierung

Eine Technologiedifferenzierung soll insbesondere zwischen den EE-Sparten stattfinden, so dass unterschiedliche Auktionen für Wind an Land, Offshore Wind, PV, Biomasse etc. durchgeführt werden. Innerhalb der Sparten soll eine weitere Differenzierung nur unter sorgfältiger Abwägung umgesetzt werden. Dabei sei zu berücksichtigen, ob mit den damit einhergehenden immer kleineren Mengen Marktmachtprobleme und erhöhte Transaktionskosten entstünden. Vor dem gleichen Hintergrund sei technologie- und zeitraumspezifisch abzuwägen, ob eine Regionalisierung des EE-Zubaus und damit eine regionale Differenzierung der Förderung sinnvoll ist.

Aufgrund der begrenzten Anzahl der potenziellen Anbieter sei die Gefahr der Ausübung von Marktmacht bei Offshore Windenergie relevanter als in anderen EE-Sparten. In diesem Segment könne daher die Ausschreibung so angepasst werden, dass sie praktisch gegen eine Einspeisevergütung konvergiert.⁷

Umgestaltung der Kostenwälzung

Mit einer Umgestaltung der Kostenwälzung soll eine zusätzliche Umlage vermieden werden. Vielmehr soll die Umlage sowohl der bereits nach EEG vergüteten Anlagen als auch neuer Anlagen über den gesamten Stromverbrauch stattfinden, d.h. auch alle Eigenstromverbraucher sollen an der Umlage beteiligt werden. Dies impliziere eine perspektivische Reduktion der Vorteile des Eigenstromprivilegs. Die Frage der Privilegierung der stromintensiven Industrie wird in dieser Studie explizit nicht diskutiert.

Reformvorschläge außerhalb des EEG

Die Vorschläge zur Umgestaltung des Finanzierungsmechanismus des EE-Zubaus sind eingebettet in weitere Vorschläge für ein integriertes Energiemarktdesign. In diesem werden auch die Bereiche Strommarktdesign (Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes), CO₂-Markt (Beibehaltung des bestehenden Rahmens), Netzinfrastruktur (Definition von Maßnahmenclustern), KWK-Finanzierung (stärkere Flexibilisierung und Vorhaltung gesicherter Leistung) sowie Technologieförderung (Auflegung von Förder- und Marktanreizprogramme z.B. für Speicher) behandelt.

⁷ Wie dies praktisch umgesetzt werden könnte wird nicht weiter ausgeführt.

4. KURZBESCHREIBUNG VON KONZEPTEN ZUR REFORM DES EEG

4.1 Agora Energiewende: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017 (Agora Energiewende 2013)

Das Prinzip der grundsätzlichen Vergütungsobergrenze

Das Konzept von Agora Energiewende sieht 12 Kernelemente für ein „radikal vereinfachtes EEG 2.0“ vor. Das erste und wichtigste Kernelement ist eine grundsätzliche Vergütungs-Obergrenze für alle neuen EEG-Anlagen in Höhe von 8,9 Ct/kWh. Anlagen, die für einen wirtschaftlichen Betrieb eine höhere Vergütung benötigen, müssen zusätzliche Finanzquellen nutzen. Nach Aussage von Agora reichen diese 8,9 Ct/kWh aus, um ab 2015 Anlagen zur Nutzung von Windenergie an Land und Photovoltaik betreiben zu können. Im Falle von Photovoltaik wird dabei unterstellt, dass PV-Anlagen eine Lebensdauer von 30 Jahren haben und die bestehenden Regeln zur Eigenstromerzeugung nutzen – die allerdings eingeschränkt werden sollen (s.u.). Um einen weiteren Ausbau auch bei Wind Offshore zu ermöglichen, soll jährlich eine Innovationsprämie für 500 MW Leistung ausgeschrieben werden. Diese wird zusätzlich zum Einspeisetarif gezahlt und darf 5 Ct/kWh nicht überschreiten. Für steuerbare EE-Anlagen, insbesondere Biogas- und Biomethananlagen, wird eine Kapazitätsprämie ausgeschrieben. Diese soll die bedarfsgerechte Einspeisung anreizen und 500 €/kW nicht überschreiten. Sie ist auf jährlich 100 MW begrenzt.

Ein atmender Deckel für alle

Die bisher nur für die Photovoltaik geltende zubauabhängige Degression (atmender Deckel) wird auf alle Technologien als gemeinsamer atmender Deckel ausgeweitet und auf durchschnittlich 1% reduziert. Die Degression wird also ggü. den 1% für alle Technologien angehoben, falls der Zubau aller EE-Anlagen zusammen in einem Jahr 7.000 MW überschreitet. Im Falle beispielsweise eines starken Zubaus von Photovoltaik wird – trotz ggf. niedrigen Zubaus von Wind an Land – die Vergütung für Windenergieanlagen an Land um mehr als 1% abgesenkt – und umgekehrt.

Spartenspezifische Reformen

Speziell bei Photovoltaik sollen Ausbaurestriktionen abgebaut werden. Der 52 GW Deckel, Importzölle und die Flächenbegrenzungen für Freiflächenanlagen sollen abgeschafft werden. Wo Photovoltaikanlagen gebaut (und offenbar über das EEG vergütet) werden dürfen, soll von den Gemeinden in der Bauleitplanung entschieden werden. Das Referenzertragsmodell für Windenergie an Land soll überarbeitet werden, so dass WEA an guten Standorten nicht mehr überfördert werden.

Marktintegration

Um die Erneuerbaren Energien stärker an den Markt heranzuführen, sollen für neue Anlagen alle Boni und die feste Einspeisevergütung abgeschafft sowie die Direktvermarktung verpflichtend gemacht werden. Eine De-Minimis-Schwelle von 1 MW soll gelten. Ferner müssten alle neuen Anlagen systemdienlich ausgelegt werden, Systemdienstleistungsboni etc. sollen nicht mehr gezahlt werden.

Entlastung der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage soll entlastet werden, indem die Ausnahmen für die Industrie nur auf die Sektoren begrenzt werden, die einen hohen Energiekostenanteil haben und im internationalen Wettbewerb stehen. Die begünstigten Unternehmen sollen aufgrund des Merit-Order-Effekts einen Mindestbeitrag von 0,5 Ct/kWh übernehmen. Ferner soll in Stufenschritten die Eigenstromerzeugung einbezogen werden, so dass alle gewerblichen und privaten Eigenstromerzeuger einen angemessenen Anteil zur Finanzierung der Energiewende leisten. Dabei soll eine De-Minimis-Schwelle von 10 kW gelten.

Änderungsvorschläge außerhalb des EEG

Für grundlegende Änderungen im Bereich des Strommarktdesigns ist es aus Sicht von Agora Energiewende noch zu früh. Daher soll die Zeit bis 2017 genutzt werden für einen umfassenden Diskussions- und Gesetzgebungsprozess für ein neues Strommarktdesign. Auf Grundlage eines solchen Prozesses sollen bis Anfang 2017 ein „Energiamarktdesign-Gesetz“ in Kraft treten, dessen Regeln für fossile Kraftwerke, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Nachfragemanagement und Speicher ab 1.1.2018 angewendet werden.

4.2 Niedersachsen: ENERGIEWENDE 2.0. Handlungsempfehlungen der „Kleinen Energierunde“⁸ zur Energiewende (Nds 2013)

Ausbaupfade für installierte Kapazitäten

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nach Ansicht der Kleinen Energierunde Niedersachsen im Rahmen eines definierten Ausbaupfads erfolgen, in dem zeitlich strukturierte Ziele der installierten Kapazitäten verbindlich festgelegt sind. Dabei bestehe das Endziel der nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050.

Markt- und Systemintegration

Die feste Einspeisevergütung soll für alle Neuanlagen, zeitlich und nach Anlagengröße abgestuft, abgeschafft und durch eine verpflichtende Direktvermarktung auf Basis einer am Börsenpreis orientierten Marktprämie ersetzt werden. Übergangsweise soll eine optionale regionale Direktvermarktung von Grünstrom über Ökostromhändler ermöglicht werden. Der Einspeisevorrang für EE ist generell zu erhalten. Allerdings müssen zur Optimierung des Netzausbaus Möglichkeiten der Kappung von Spitzenlasten bei der Erneuerbaren Erzeugung in Höhe von 5% der Leistungsspitze eingeführt werden. Dies soll zu Kostenersparnissen beim Netzausbau führen. Ferner müssen für entfernt liegende Standorte wirtschaftliche Steuerungsmöglichkeiten mit Bezug auf Anbindungserfordernisse festgelegt werden.

Begrenzung der EEG-Umlage

Um die Gesamtkosten des EE-Ausbaus zu reduzieren, ist nach Ansicht der Kleinen Energierunde eine Degression der EEG-Fördersätze entlang der technischen Entwicklungs- und Lernkurve zum Beispiel durch Einführung eines Referenzertragsmodells notwendig.

Ferner sollen die Befreiungen von stromintensiven Industrien auf das erforderliche Maß zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit in internationalen Märkten begrenzt werden. Ferner soll die heute bestehende Eigenverbrauchsregelung mit dem Ziel einer ausgewogenen Finanzierung der Energiewende durch alle Systemnutzer reformiert werden.

Zusätzlich soll mit dem Ziel der Begrenzung der Belastungen der Verbraucher ein neuer Finanzierungs- und Wälzungsmechanismus im Rahmen eines neuen Marktdesigns geprüft werden, der eine Orientierung an den Grenzkosten der fossilen Kraftwerke vermeidet und das geplante Ausbautempo der Erneuerbaren Energien nicht beeinträchtigt.

Reformvorschläge außerhalb des EEG

Neben der EE-Förderung behandelt das Papier auch den CO₂-Emissionshandel (strukturierte Reduzierung der Menge der CO₂-Zertifikate, ggf. Preisuntergrenze), den Gebäude- und Verkehrssektor, den konventionellen Kraftwerkspark (kurzfristig strategische Reserve, mittelfristig marktwirtschaftliche Verfahren wie Leistungspreismechanismen), Energiespeicher/Power to Gas und die Netzinfrastruktur.

⁸ Die „Kleine Energierunde Niedersachsen“ bestand aus Einzelpersonen aus folgenden Institutionen: EWE AG, energcity – Stadtwerke Hannover AG, TenneT TSO GmbH, BEE, DIW, Enercon, E.ON Deutschland/ E.ON SE, Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften, DUH.

4.3 Schleswig-Holstein: Vorschläge für eine Reform des EEG (MELUR 2013)

Das Prinzip der EEG-Höchstvergütung

Der zentrale Änderungsvorschlag des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umweltschutz und ländliche Räume von Schleswig-Holstein (MELUR) ist, kostengünstige EE-Technologien anders zu behandeln als zumindest heute noch relativ teure Technologien. Dabei solle für erstere – insbesondere Windenergie an Land und Photovoltaik – die Fördersystematik grundsätzlich erhalten werden, so dass eine technologiespezifische feste Einspeisevergütung inklusive optionaler gleitenden Marktprämie sowie der Vorrang beim Anschluss an das Netz und beim Einspeisen und Durchleiten von Strom beibehalten werden. Eine Begrenzung des Zubaus ist für diese Technologien explizit nicht vorgesehen. Für die teureren Technologien – insbesondere die Verstromung von Anbaubiomasse, Windenergie auf See und Geothermie – ist eine Mengensteuerung vorgesehen. Dabei ist offen gelassen, wie diese Mengensteuerung konkret aussehen sollte. Möglich sei ein atmender Deckel wie bei der PV, der Offshore-Netzentwicklungsplan, die Ausschreibung des Anspruchs auf EEG-Vergütungen oder andere Instrumente. Als Grenze, oberhalb derer eine Mengenbegrenzung eingeführt werden soll, werden 12 Ct/kWh vorgeschlagen. Dies entspreche in etwa den volkswirtschaftlichen Kosten von konventionellen Kraftwerken inklusive internalisierten externen Kosten. Ziel des Prinzips der Höchstvergütung sei, die Gefahr auszuschließen, dass die Kosten des EEG weiterhin stark steigen. Während die bisherigen Kosten in Form der EEG-Umlage bei rund 5,2 Ct/kWh lägen (EEG-Kernumlage 2014), könne nach diesem Prinzip bis 2024 der EE-Anteil verdoppelt werden, wobei allerdings nur zusätzliche Umlagekosten von unter 2 Ct/kWh anfielen. Andere potenzielle Einsparmaßnahmen bei der EEG-Umlage seien dabei nicht berücksichtigt.

Weitere Änderungsvorschläge

Bei der Windenergie an Land soll die Vergütung für windreiche Standorte erheblich abgesenkt werden. Wirtschaftliche Anreize sollen sicherstellen, dass windreiche Standorte weiterhin vorrangig erschlossen werden.

Bei der Vergütung der Offshore-Windenergie sollten die von der Branche selber dargelegten Kostenreduktionen um 32 bis 39 % in einem Jahrzehnt berücksichtigt werden. Die Zusage der Vergütung soll nicht erst bei Inbetriebnahme der Anlage erfolgen, aber an strenge Regelungen wie Erreichung von Projektfortschritten und Fertigstellungszeitpunkt geknüpft werden. Die Mengensteuerung, die derzeit über den Offshore-Netzentwicklungsplan realisiert ist, soll nachgebessert werden. Angestrebt wird der von der Branche formulierte Ausbaukorridor von 6 bis 8 GW installierter Leistung in 2020.

Neben der Mengensteuerung bei Biogas soll bei der Biomasse insgesamt die flexible Stromproduktion abhängig vom Bedarf stärker unterstützt werden.

Um die Differenzkosten wieder auf mehr Schultern zu verteilen und die EEG-Umlage für die nicht privilegierten Stromverbraucher zu senken, soll die Industriebegünstigung zielorientiert auf wirklich energieintensive und im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen konzentriert werden. Begünstigte Unternehmen sollen eine EEG-Umlage in Höhe des durch das EEG bewirkten Merit-Order-Effekts bezahlen. Das Eigenstromprivileg soll deutlich eingeschränkt werden. Für fossile Neuanlagen soll es nicht mehr gewährt, für fossile Bestandsanlagen soll die bestehende Begünstigung schrittweise reduziert werden. Auch EE- und KWK-Anlagen, die für den Eigenbedarf Strom erzeugen, sollen sich an der Umlage beteiligen.

Bezüglich der Entschädigung von EE-Anlagenbetreibern im Falle von Abregelungen sollen die Anlagen- und Netzbetreiber stärker an den Kosten beteiligt werden. Bei Anlagenbetreibern soll ein Deckel von 1% des Jahresstromertrags gelten. Ferner sollen für ansonsten abzuregelnden EE-Strom Projekte wie Power to Heat oder Lastmanagement nutzbar gemacht werden. Neben Regelungen im EEG sind dafür auch Regelungen außerhalb des EEG zu ändern, z.B. der Verzicht auf Netzentgelte, Steuern und Abgaben für den Strom, der lokal nur bei Auftreten von Netzengpässen genutzt wird.

Da die EEG-Umlage die Kosten des EE-Ausbaus nur sehr verzerrt abbildet, sollen dieser Umlage weitere Informationen hinzugefügt werden, insbesondere die Höhe der durch das EEG geminderten Börsenstrompreise (Merit-Order-Effekt) und sowie die Kosten, die entstehen würden, wenn statt der EE neue konventionelle Kraftwerke gebaut und finanziert werden müssen.

Die Anreize für Systemdienstleistungen sollen gestärkt werden, die gleitende Marktprämie soll erhalten, aber nicht verpflichtend gemacht werden.

Änderungsvorschläge außerhalb des EEG

Über die genannten Änderungen innerhalb des EEG hinaus wird u.a. vorgeschlagen, den Regelleistungsmarkt für EE, Speicher und Lastmanagement zu öffnen, die Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten für große Energieerzeuger zu limitieren, Speicher systemdienlich auszulegen und zu betreiben, die Internalisierung externer Kosten durch eine Stärkung des CO₂-Emissionshandels vorzunehmen, flankiert mit einem CO₂-Mindestpreis oder einer CO₂-Steuer, in einem Masterplan die Herausnahme von konventionellen Stromerzeugungskapazitäten aus dem Netz darzustellen und Kapazitätsmechanismen nur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorzusehen.

Ferner werden Eckpunkte für eine Reform des Strommarktes skizziert. Die Lösung für fluktuierende Erneuerbare Energien könne dabei auf Dauer ähnlich des bestehenden Vergütungssystems liegen, solange dies, wie derzeit, die kostengünstigste Variante für die Stromkunden sei.

5. KOALITIONSVEREINBARUNG ZWISCHEN CDU/CSU/SPD: FINALER ENTWURF VOM 27.11.2013

Ausbaukorridore

CDU/CSU/SPD wollen folgende Ausbaukorridore für den EE-Ausbau gesetzlich festlegen und den Ausbau steuern:

	Mindestziele laut geltendem EEG	Korridor laut Koalitionsvertrag 2013
2020	Mindestens 35%	
2025	<i>linearer Zwischenwert: 42,5%</i>	Mindestens 40% Maximal 45%
2030	Mindestens 50%	
2035	<i>linearer Zwischenwert: 57,5%</i>	Mindestens 55% Maximal 60%
2040	Mindestens 65%	
2050	Mindestens 80%	

Nach Aussage von Minister Altmaier soll dieser „Ausbau Pfad im Zusammenspiel mit Ausschreibungen [wird] zentrales Instrument der Steuerung“ werden (SZ 2013). Auf dieser Grundlage soll mit den Bundesländern eine Verständigung über einen synchronisierten Ausbau gefunden werden.

Markt- und Systemintegration

Der Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien soll beibehalten werden. Zur Frage der Anschlusspflicht gibt es keine Aussage.

Der Grundsatz bei der Marktintegration lautet, dass das EEG die EE nicht dauerhaft fördern soll. Vielmehr sollen sie perspektivisch ohne Förderung am Markt bestehen. Daher sollen sie stärker in den Markt integriert werden. Entsprechend soll die Festvergütung für Neuanlagen bis 2017 abgeschafft werden. Zunächst sollen Neuanlagen über 5 MW und regelbare Neuanlagen verpflichtet werden, über die gleitende Marktprämie direkt zu vermarkten, ab 2017 soll dies für alle Neuanlagen gelten (keine Erwähnung einer de-minimis Regelung). Die Einführung soll so gestaltet werden, dass die mit dem EEG bestehende Vielfalt der Akteure erhalten bleibt.

Das Grünstromprivileg soll abgeschafft werden.

Darüber hinaus haben CDU/CSU und SPD das Ziel, die Finanzierung des EE-Ausbaus ab 2018 auf ein Ausschreibungsmodell umzustellen. Dies soll aber nur stattfinden, wenn bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen wurde, dass dies kostengünstiger ist. Dazu sollen bis spätestens 2016 PV-Freiflächenanlagen in einer Größenordnung von 400 MW ausgeschrieben werden. Bei der späteren Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell soll darauf geachtet werden, dass eine „breite Bürgerbeteiligung erreicht“ wird.

Um die Systemintegration zu verbessern, sollen Neuanlagen vom Netzbetreiber und von Direktvermarktern angesteuert werden können. Wenn Netzkosten gespart und negative Börsenpreise verhindert werden können, soll die Spitzenlast von EE-Anlagen bis zu einer

Jahresarbeit von max. 5% abgeregelt werden. Ferner soll die Entschädigung bei einer Abregelung aus Netzgründen abgesenkt werden.

Es soll geprüft werden, ob große Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien einen Grundlastanteil ihrer Maximaleinspeisung garantieren müssen, um so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Spartenspezifische Regelungen

Im Bereich der Biomasse soll der Zubau „überwiegend“ auf Abfall- und Reststoffe begrenzt werden. Bestehende Anlagen sollen möglichst bedarfsorientiert betrieben werden, um Vorteile für die Systemstabilität zu nutzen. Es soll ein Gesamtkonzept für Anbau, Verarbeitung und Nutzung von Biomasse unter bioökonomischen Gesichtspunkten erstellt werden.

Die Fördersätze für Windenergie an Land sollen insbesondere für windstarke Standorte gesenkt werden. Entsprechend soll das Referenzertragsmodell weiterentwickelt werden. Dadurch sollen bundesweit die guten Standorte mit einem Referenzwert von 75 bis 85 Prozent auch zukünftig wirtschaftlich genutzt werden können. In einer Länderöffnungsklausel im BauGB soll ermöglicht werden, länderspezifische Regelungen über Mindestabstände zu Wohnbebauungen festzulegen.

Für die Offshore Windenergie wird der Ausbaupfad 2020 auf 6,5 GW festgelegt. Um dies erreichen zu können, soll das Stauchungsmodell kurzfristig um zwei Jahre bis zum 31.12.2019 verlängert werden. Nach 2020 wird von einem Zubau von rund 800 MW/Jahr ausgegangen.

Bei PV und Wasserkraft sind keine Änderungen vorgesehen.

EEG-Kosten und EEG-Umlage

Die Vergütungssysteme sollen mit Blick auf Kosteneffizienz vereinfacht werden (siehe hierzu Gegenüberstellung in Tabelle im Anhang).

Im Grundsatz soll die gesamte Eigenstromerzeugung mit einer Mindestumlage an der EEG-Umlage beteiligt werden. Dabei soll die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen und Kuppelgas gewahrt werden. Ferner soll eine Bagatellgrenze eingeführt und Vertrauensschutz für bestehende Eigenerzeugung gewährleistet werden.

Die Privilegierung einzelner Branchen nach der Besonderen Ausgleichsregelung soll „vorrangig anhand objektiver, europarechtskonformer Kriterien“ überprüft werden. Auch die Kostenbeteiligung der privilegierten Unternehmen soll überprüft werden. Ferner soll vorgesehen werden, dass die begünstigten Unternehmen nicht nur ein Energiemanagementsystem einführen, sondern auch wirtschaftlich sinnvolle und technologisch machbare Fortschritte bei der Energieeffizienz erzielt werden. Ggf. sollen Schienenbahnen in angemessener Weise an den Kosten beteiligt werden.

Quellen

- Agora Energiewende 2013: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017. Oktober 2013. Siehe www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-eeg-20-mit-anschliessendem-markt-design-prozess-vor/ (abgerufen am 5.11.2013)
- Arrhenius 2013: Wege in ein wettbewerbliches Strommarkt-design für erneuerbare Energien. Studie im Auftrag der MVV. Juli 2013. Siehe www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Markt-design_2013.pdf (abgerufen am 30.10.2013)
- BDEW, 2013: Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. Anhang 2 des Positionspapiers „Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende. Handlungsoptionen für die Politik.“ Berlin, 18. September 2013. Siehe [https://bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/\\$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschl%C3%A4ge%20f%C3%BCr%20eine%20grundlegende%20Reform%20es%20EEG_final_180913.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschl%C3%A4ge%20f%C3%BCr%20eine%20grundlegende%20Reform%20es%20EEG_final_180913.pdf) (abgerufen am 9.11.103)
- BEE 2013: Berliner Erklärung. Die im BEE und seinen Fachverbänden vereinten deutschen Finanzierer übernehmen Verantwortung für die Energiewende. Oktober 2013. Siehe http://bee-ev.de/downloads/publikationen/positionen/2013/20131025_Berliner_Erklarung_von_BEE_und_Finanzwirtschaft.pdf (abgerufen am 21.11.2013)
- BMU 2013: Vortrag des BMU beim Workshop „Verpflichtende Marktprämie“ des Bundesverbandes Erneuerbaren Energien am 22.10.2013.
- Bundeskanzlerin 2013: Pressekonferenz nach dem Gespräch der Bundeskanzlerin mit den Regierungschefs der Länder zum Thema Energiewende. 21. März 2013. Siehe <http://www.bundeskanzlerin.de/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2013/03/2013-03-21-energiegesprach.html> (abgerufen am 15.10.2013)
- CDU/CSU/SPD 2013: AG Energie. Stand der Koalitionsverhandlungen zwischen CDU, CSU und SPD mit Stand vom 11.11.2013.
- Deutsche WindGuard und BioConsult SH 2011: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ite Windenergie. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Juni 2011. Siehe www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_windenergie_bf.pdf (abgerufen am 20.11.2013)
- Fhg ISI, FHG IWES, BBH und IKEM 2013: Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. 6. Quartalsbericht. Im Auftrag des BMU. Stand 08/2013. Siehe www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs/direktvermarktung_datenquartalsbericht_6_bf.pdf (abgerufen am 12.11.2013)
- IZES, Bofinger und BET: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung GmbH. Oktober 2013. Siehe www.bet-

aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie_EEG_20_Stromsystem_14102013.pdf (abgerufen am 30.10.2013)

MELUR 2013: Schleswig-Holstein: Vorschlag für eine Höchstvergütung im EEG – Konzept und Auswirkungen. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume von Schleswig-Holstein. Oktober 2013. Siehe http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Energiewende/Erneuerbare_Energien/Energiewende_gestalten/Energiewende_gestalten_node.html (abgerufen am 4.12.2013)

NDS 2013: Energiewende 2.0. Handlungsempfehlungen der „Kleinen Energierunde“ zur Energiewende. Oktober 2013. Siehe <http://www.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/energiewende-20-118889.html> (abgerufen am 12.11.2013)

Nestle, Uwe, 2013a: EEG-Umlage vs. Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien. In: ew – Energiewirtschaft, Jg. 111 (2012), Heft 26, Seiten 20-23.

Nestle, Uwe, 2013b: Was kostet die Energiewende? Die EEG-Umlage gibt die Kosten für den Umstieg auf Erneuerbare Energien wieder? Denkt man. Stimmt aber nicht. Gastbeitrag in der Frankfurter Rundschau. 20. Juli 2013. Siehe www.fr-online.de/meinung/gastbeitrag-was-kostet-die-energiewende-,1472602,23764864.html

Öko-Institut 2013: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2.0. Vorschlag für eine EEG-Reform auf Basis eines Prämienmodells. Power Point Präsentation zum ersten Treffen des Begleitkreises am 14.8.2013.

Rwi 2013: Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. August 2012. Siehe www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Marktwirtschaftliche-Energiewende.pdf (abgerufen am 12.11.2013)

SRU 2013: Den Strommarkt gestalten. Eckpunktepapier. Oktober 2013. Siehe http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/06_Hintergrundinformationen/2012_2016/2013_10_Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile (abgerufen am 9.11.2013)

SZ 2013: Mit halber Kraft voraus. Union und SPD wolle den Umbau der Stromversorgung neu organisieren. Das könnte ihn bremsen. Von Michael Baumüller. Süddeutsche Zeitung vom 4.12.2013, Seite 24.

VKU 2013: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. März 2013. Siehe <http://www.vku.de/service-navigation/presse/publikationen/ein-zukunftsfahiges-energiemarktdesign-fuer-deutschland.html> (abgerufen am 18.11.2013)

Anhang: Tabelle zur Gegenüberstellung von Studien und Konzepten zur Novelle des EEG

Vorbemerkung

Die folgende Tabelle soll die unterschiedlichen Studien und Konzepte bezüglich ausgewählter Aspekte gegenüber stellen, ohne dabei Bewertungen vorzunehmen. Sie soll dabei gleichzeitig nicht irritieren und Wirkungen suggerieren, die teilweise in den Studien vorgenommen werden, wissenschaftlich aber nicht belegt sind. Dies ist ein nicht banales Spannungsfeld.

Besonders relevant ist dieses Spannungsfeld in folgenden Spalten:

- Marktintegration: Hier stellt sich die Frage, wie eine „stärkere Marktintegration“ tatsächlich definiert ist. Siehe hierzu Kapitel 2.1.
- Kostenwirkungen: Viele Akteure wollen die Kosten des EE-Ausbaus reduzieren, indem sie die Ausbaugeschwindigkeit (insgesamt und für alle EE) reduzieren. Dabei ist aber zu beachten, ob und ggf. bei welchen EE-Technologien aus volkswirtschaftlicher Sicht überhaupt Mehrkosten entstehen. Dies wiederum ist maßgeblich davon abhängig, wie die volkswirtschaftlichen Kosten definiert sind. Daher werden hier zwei Wirkungen betrachtet: A) Die Wirkung der Vorschläge auf die durchschnittlichen Kosten pro Kilowattstunde eingespeistem EE-Strom, bezogen auf den gesamten EE-Strommix und nicht einer einzelnen EE-Sparte und B) die Gesamtkosten des Ausbaus gemäß der Ermittlung der EEG-Umlage. Dabei wird darauf hingewiesen, dass die EEG-Umlage eben nicht die tatsächlichen Kosten des EE-Ausbaus wiedergeben, die deutlich niedriger sind (Nestle 2013a und b).
- Akteursvielfalt/Bürgerenergieparks: Über die Frage, unter welchen Rahmenbedingungen insbesondere kleine Investoren, Genossenschaften, KMU etc. tatsächlich investieren können, wird intensiv diskutiert. Hier eindeutig zuzuordnen, inwiefern dies in einem

konkreten Modell möglich ist und in einem anderen nicht, ist im Rahmen dieses Gutachtens und ohne wertende Beschreibung nicht möglich. Daher wird in dieser Spalte nur darauf hingewiesen, welche Änderungen darauf grundsätzlich einen Einfluss haben können – ohne damit auszusagen, inwiefern die Investitionsmöglichkeiten der einzelnen Akteure dadurch beeinflusst werden.

Tendenziell kann aber gesagt werden, dass Bürgerenergieparks etc. möglichst geringe Investitionsrisiken brauchen, so dass ihre Investitionsmöglichkeiten bei einer festen Einspeisevergütung am besten sind. Schon bei einem Wechsel zur verpflichtenden gleitenden Marktprämie könnten die Anforderungen der Banken an die Höhe des Eigenkapitals und die Kreditzinsen steigen, was kleinere und mittlere Betreiber im Wettbewerb benachteiligen könnte (BEE 2013). Die Investitionsrisiken steigen ferner, wenn der Zubau gedeckelt ist, die Finanzierungsunterstützung nur über Ausschreibungsverfahren ermöglicht wird oder die Abhängigkeit vom mittel- bis langfristigen Strompreis im Großhandel erhöht wird, wie es im Falle von fixen Prämien der Fall ist. (Matthes 2013)

Um die Tabelle möglichst übersichtlich und lesbar gestalten zu können, wurden folgende Abkürzungen verwendet:

BesAR: Besondere Ausgleichsregelung

DV: Direktvermarktung

ESV: Einspeisevergütung

FFA: Freiflächenanlage

MP: Marktprämie

WEA: Windenergieanlagen

Darüber hinaus ist die Tabelle dreigeteilt. In den ersten beiden Teilen finden sich übergreifende Änderungsvorschläge. Im Zweiten Teil sind die spartenspezifischen und sonstige Vorschläge aufgeführt.

Spartenübergreifende Aspekte I

Herausgeber/ Institut	Zielvorstellungen zum EE-Ausbau im Strombereich	Finanzierungsmodell, Marktintegration, Systemwechsel	Anreiz bedarfsgerechte Einspeisung	Kostensenkung bezüglich A) Durchschnittliche Kosten pro kWh EE-Strom B) Gesamtkosten des EE-Ausbaus gemäß Definition EEG-Umlage	Mengensteuerung
EEG Status quo	Mindestziele bis spätestens 2020 35% 2030 50% 2040 65% 2050 80% Anteil EE an der Stromversorgung	Feste ESV, optional gleitende MP Installierte Leistung in der gleitenden MP: Gesamt 50% Wind 80%, Biomasse 50%, PV 10%, Neue WEA und Biomasse 99%	Anlagen, die gleitende MP nutzen, agieren am Markt, bekommen Preissignal übertragen und können darauf reagieren. Flexibilitätsprämie Biomasse	A) Degressive Vergütungen Atmender Deckel PV 52 GW PV-Deckel	Nur bei PV: Nach Erreichen von 52 GW installierte Leistung endet die Vergütungspflicht
BaWü/ Bofinger / IZES / BET	„Zielperspektive“ 40% EE bis 2020 an der gesamten Stromerzeugung	EE-Spartenabhängig Je nach Sparte unterschiedliche Finanzierungsmodelle Für Wind an Land, PV und Wasserkraft bleibt feste ESV erhalten Abschaffung gleitende MP	Teilweise spartenspezifische Verstärkung der Marktintegration (siehe linke Spalte) Für neue Biomasseanlagen Kombination von Marktprämie (für kWh) und Kapazitätsprämie (für kW). Damit sollen Biomasseanlagen erst dann flexibel einspeisen, wenn konventionelle Kraftwerke ihre Potenziale ausgeschöpft haben	A) Stärkere Differenzierung bei Standorten Wind an Land A) und B) Mengensteuerung für Wind-Offshore und Geothermie	Für Wind Offshore und Geothermie
BDEW	Keine Angaben	Abschaffung feste ESV Verpflichtende DV auf Basis der gleitenden MP sofort Anschließend Auktionierung mit ex ante fixierter Marktprämie	Verstärkung der Marktintegration (siehe linke Spalte), v.a. durch verpflichtende MP und Umstellung auf Kontingentenmodell Die Verstromung von Biogas soll stärker über die Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz erfolgen, so dass bedarfsgerechte Erzeugung möglich wird	A) Umstellung Referenzertragsmodell auf Kontingentenmodell Kostensteigerung durch Verlängerung des Offshore-Stauchungsmodells B) Mengensteuerung	Durch Wechsel auf Auktionierungsmodell
Öko-Institut	Keine Angaben	Abschaffung der festen ESV und der gleitende MP Zukünftig optional variable ESV oder fixe Kapazitätsprämie	Verpflichtende DV und Umstellung auf Vergütung von Kapazitäten (in kW) statt Strommengen (in kWh), Übertragung der Marktpreise auf Einspeisevergütung, die jetzt variabel ist	A) Mit Übernahme zusätzlicher Risiken müssen Renditeerwartungen und Kapitalkosten steigen, was Kosten für Verbraucher erhöht	Nein
Rwi	Festes Ziel von 35% für 2020 (kein Mindestziel, nicht „spätestens bis“ Das 2050-Ziel von 80% EE-Strom, soll „grundlegend überdacht werden“	Abschaffung feste ESV und gleitende MP Einführung eines Quotenmodells	Systemwechsel (siehe linke Spalte)	A) und B) Quotenmodell wird als deutlich kosteneffizienter beschrieben aufgrund von kostengünstigerem EE-Mix und Mengenbegrenzung	Ja
SRU	Keine Angaben	Abschaffung feste ESV Verpflichtende DV auf Basis gleitende MP	Verpflichtende Marktprämie Umstellung von Vergütung für 20 Jahre auf Gesamtkilowattstundenkonto Anreize zur Umrüstung der Bestandsanlagen sollten erwogen werden	A) Umstellung von Vergütung für 20 Jahre auf Gesamtkilowattstundenkonto	
VKU	Keine Angaben	Abschaffung feste ESV und gleitende MP Zukünftig Ausschreibung auf Basis fester Kapazitätsszahlungen	Umstellung auf Vergütung von Kapazitäten (in kW) statt Strommengen (in kWh), explizit keine darüber hinaus gehende Förderung	A) Marktliche Festlegung der Kosten durch Ausschreibung soll Kosten senken B) Mengensteuerung	Ja

Herausgeber/ Institut	Zielvorstellungen zum EE-Ausbau im Strombereich	Finanzierungsmodell, Marktintegration, Systemwechsel	Anreiz bedarfsgerechte Einspeisung	Kostensenkung bezüglich A) Durchschnittliche Kosten pro kWh EE-Strom B) Gesamtkosten des EE-Ausbaus gemäß Definition EEG-Umlage	Mengensteuerung
Agora Energiewende	Keine Angaben	Abschaffung der festen ESV (De-Minimis Schwelle 1 MW) Verpflichtende DV auf Basis gleitende MP (De-Minimis Schwelle 1 MW) Allgemeine Vergütungsobergrenze in Höhe von 8,9 Ct/kWh Zusätzliche Mittel nur über Ausschreibungen	Verpflichtende Marktprämie (siehe linke Spalte)	Durch Einführung des Prinzips der „EEG-Höchstvergütung“ i.H.v. 8,9 Ct/kWh A)Relative Stärkung der kostengünstigeren Sparten Wind an Land und ggf. PV B)Mengensteuerung bei Wind Offshore und Biomasse Vermutlich kein Zubau anderer teurer Sparten	Bei Sparten mit Vergütungen über 8,9 Ct/kWh: Vermutlich Wind Offshore, Biogas, Geothermie; Photovoltaik fraglich
Kleine Energierunde NDS	Keine Angaben	Zeitl. abgestufte Abschaffung der fest. ESV Verpflichtende DV auf Basis gleitender MP	Systemwechsel (siehe linke Spalte) Virtuelle Kraftwerke sollen flexible Einspeisung von EE-Strom ermöglichen		Nein
MELUR SH	Keine Angaben	Keine Änderungen für Wind an Land und PV und andere Technologien unter rund 12 Ct/kWh Bei Technologien über rund 12 Ct/kWh Einführung einer Mengensteuerung	Anreize für bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus Biomasse stärken, Hemmnisse für Umbau von Biomasseanlagen abbauen	Durch Einführung des Prinzips der „EEG-Höchstvergütung“ i.H.v. rund 12 Ct/kWh A)Relative Stärkung der kostengünstigeren Sparten Wind an Land und PV B)Mengensteuerung bei teureren EE-Sparten	Bei Sparten mit Vergütungen über rund 12 Ct/kWh: Vermutlich Wind Offshore, Biogas, Geothermie
Zusammenfassung	Die meisten Papiere sagen hierzu nichts. IZES et al. wollen auf 40% 2020 anheben, rwi auf 35% 2020 deckeln.	Mit Ausnahme von 2 Papieren wollen alle die feste ESV abschaffen und die verpflichtende DV einführen. IZES et al. wollen für Wind an Land, PV und Wasser keine DV erzwingen. MELUR will nur Sparten mit Vergütung über 12 Ct/kWh einer Mengensteuerung unterwerfen.	Es wird überwiegend auf Marktmechanismen gesetzt wie z.B. Direktvermarktung und Umstellung der Vergütung von Strommengen (in kWh) auf Kapazitäten (in kW) Zusätzliche Förderung für die Umrüstung von bestehenden Biomasseanlagen schlagen nur MELUR SH und SRU vor (soll erwogen werden)	A)Die wichtigsten Vorschläge sind, einen kostengünstigeren EE-Mix anzureizen und das Referenzertragsmodell bei Wind an Land zu optimieren B)Hier liegen einige Vorschläge vor, den gesamten EE-Ausbau zu begrenzen	Drei Papiere wollen übergreifende Mengensteuerung. Agora und MELUR wollen durch obere Vergütungsgrenze / Höchstvergütung den Ausbau ausschließlich der teureren EE steuern und damit Kosten sparen. IZES et al. wollen Mengenbegrenzung für Wind Offshore und Geothermie.
<u>Nachrichtlich</u> Koalitionsvereinbarung zwischen CDU/CSU/SPD	Festlegung von gesetzlich festzulegenden Korridoren, um Ausbau zu steuern 2025: 40-45% 2035: 55-60%	Umstellung auf Ausschreibungen ab 2018 geplant, soweit PV FFA-Pilotprojekt gezeigt hat, dass dies kostengünstiger sei Abschaffung der festen ESV bis 2017 Verpflichtende DV auf Basis gleitende MP zunächst für regelbare EE und EE-Analgen über 5 MW, ab 2017 für alle Neuanlagen	Systemwechsel (siehe linke Spalte) Bestehende Biogasanlagen sollen stärker bedarfsgerecht einspeisen	A)Soll erreicht werden durch: Vereinfachung der Vergütungssysteme, Abbau von Überförderung, Degression von Einspeisevergütungen, weitgehende Streichung von Boni, stärkere marktwirtschaftlich orientierte Förderung <u>Steigerung</u> durch Verlängerung des Offshore Stauchungsmodells B)Soll erreicht werden durch Festlegung von [verbindlichen] Ausbaukorridoren Abschaffung des Grünstromprivilegs	Durch gesetzlich festgelegte Korridore und die geplante Einführung eines Ausschreibungsmodells.

Spartenübergreifende Aspekte II

Herausgeber/ Institut	Vorrangregelung A) Anschluss, B) Einspeisung, C) Durchleitung	Verteilung der Kosten auf Stromverbraucher (BesAR/Eigenstrombedarf)	Technologiedifferenzierung bei Finanzierung	Eigenstromverbrauch Photovoltaik	Akteursvielfalt / Bürgerenergieparks
EEG Status quo	A) Ja B) Ja C) Ja	Industrie begünstigt (0,05 Ct/kWh Umlage), wenn > 1 GW Stromverbrauch und > 14% Anteil Stromkosten an Bruttowertschöpfung Eigenverbrauch ist von Umlage befreit	Ja	Anteil der Stromversorgung kann für Eigenverbrauch genutzt werden, ohne dass Vergütungsanspruch verloren geht. Für diesen selbst verbrauchten Strom fallen keine Abgaben, Umlagen oder Steuern an.	
BDEW	Keine Angaben	Befreiung von PV-Eigenstrom von EEG-Umlage neu regeln.	Bislang Technologiedifferenzierung beibehalten.	Befreiung von PV-Eigenstrom von EEG-Umlage neu regeln.	Abschaffung der ESV Verpflichtende DV zunächst auf Basis gleitende MP Später Umstellung auf ein Auktionsmodell
BaWü/ Bofinger / IZES /BET	A) Keine Angaben B) Ja C) Ja	V.a. Eigenstrombedarf soll mit belastet werden, sowohl konventionelle als auch EE-Anlagen (PV)	Ja	Soll an Finanzierung des Gesamtsystems stärker teilhaben	Für Wind an Land, PV und Wasserkraft bleibt feste ESV optional erhalten Für alle anderen Sparten Abschaffung der ESV Biomasse: Verpflichtende DV plus Mix aus fester Markt- und fester Kapazitätsprämie (Wind Offshore: Verpflichtende DV plus Kapazitätsprämie plus Ausschreibung)
Öko-Institut	A) Ja B) Ja C) Ja	Die Kosten des EEG sollen gerechter und auf mehrere Schultern verteilt werden	Ja	Keine Angaben	ESV bleibt optional erhalten, wird aber variabel (entsprechend schwankendem Strompreis an der Börse); damit höheres Risiko
Rwi	A) Ja B) Nein C) Nein	Keine Angaben	Nein	Keine Angaben	Abschaffung ESV Verpflichtende DV plus Quotenmodell
SRU	A) Keine Angaben B) Keine Angaben C) Keine Angaben	Keine Angaben	Ja	Keine Angaben	Abschaffung der festen ESV Verpflichtende DV durch gleitende MP
VKU	A) Keine Angaben B) Keine Angaben C) Keine Angaben	Abschaffung des Eigenstromprivilegs	Eingeschränkt auf EE-Sparten, innerhalb dieser nur unter sorgfältiger Abwägung	Abschaffung des Eigenstromprivilegs	Abschaffung der ESV Verpflichtende DV plus Kapazitätsprämie Ausschreibung Akteursvielfalt soll erhalten werden, da nur geringe Präqualifikationsanforderungen bei Ausschreibung

Herausgeber/ Institut	Vorrangregelung A) Anschluss, B) Einspeisung, C) Durchleitung	Verteilung der Kosten auf Stromverbraucher (BesAR/Eigenstrombedarf)	Technologiedifferenzierung bei Finanzierung	Eigenstromverbrauch Photovoltaik	Akteursvielfalt / Bürgerenergieparks
Agora Energiewende	Keine Angaben	BesAR nur für Sektoren mit hohem Energiekostenanteil und die im internationalen Wettbewerb stehen, Beteiligung Industrie mit 0,5 Ct/kWh, Eigenstrombedarf einbeziehen.	Ja	Alle Anlagen über 10 kW sollen in Stufenschritten an der EEG-Umlage beteiligt werden.	Abschaffung der ESV Verpflichtende DV auf Basis gleitende MP (de-mimimis-Schwelle von 1 MW) Entsprechend der Einführung einer allgemeinen Vergütungsobergrenze Keine Einspeisevergütung über 8,9 Ct/kWh Für Wind Offshore und Biomasse Ausschreibung für zusätzlich benötigte Mittel in Form von Kapazitätsprämien
Kleine Energierunde NDS	A) Keine Angaben B) Ja C) Keine Angaben	BesAR auf das erforderliche Maß zur Wettbewerbserhaltung begrenzen Eigenverbrauchsregelung reformieren	Ja	Eigenverbrauchsregelung reformieren	Verbindliche Festlegung von Ausbaupfaden Abschaffung der ESV (zeitlich gestaffelt) Grünstromprivileg übergangsw. erhalten Verpflichtende DV auf Basis gleitende MP
MELUR SH	A) Ja B) Ja C) Ja	BesAR nur für Industrie um internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden, Eigenbeteiligung i.H. Merit-Order-Effekt. Eigenstromprivileg deutlich einschränken	Ja	Regelungen notwendig, damit Kosten nicht von immer weniger Schultern getragen werden müssen	Entsprechend der Einführung einer Höchstvergütung von 12 Ct/kWh: Für Anlagen mit Vergütung unter 12 Ct/kWh (v.a. Wind an Land und PV) bleibt feste ESV und gleitende MP erhalten. Alle anderen Sparten unterliegen einer Mengensteuerung. Wie diese umgesetzt und wie der jeweilige Zubau konkret finanziert wird, kann spartenspezifisch gestaltet werden.
Zusammenfassung	Überwiegend keine Angaben, wenn doch dann meist Beibehaltung. Manchmal eingeschränkt für Abregelung der oberen Leistungsspitzen.	Die meisten Papiere wollen eine bessere Verteilung der Kosten erreichen. 5 Papiere wollen Eigenstromprivileg einschränken, eines ausschließlich bei PV-Anlagen, 3 Papiere wollen BesAR kürzen.	Nur rwi will die Technologiedifferenzierung explizit abschaffen. Die meisten wollen sie beibehalten.	6 Papiere wollen PV-Eigenstromprivileg zumindest einschränken.	Fast alle Papiere sehen Systemänderungen vor, die Auswirkungen auf die Akteursvielfalt haben können. Nur die Vorschläge von IZES et al. und MELUR SH erhalten für Wind an Land, PV und Wasserkraft (IZES) bzw. EE-Technologien mit einer Vergütung unter 12 Ct/kWh (MELUR; ab 2015 Wind an Land und PV) die feste ESV.
<u>Nachrichtlich</u> Koalitionsvereinbarung zwischen CDU/CSU/SPD	A) Keine Angaben B) Keine Angaben C) Keine Angaben	Bei BesAR soll die Privilegierung der einzelnen Branchen vorrangig anhand objektiver, europarechtskonformer Kriterien überprüft werden. Ggf. Schienenbahnen beteiligen. Grundsätzlich soll die gesamte Eigenstromerzeugung durch Mindestumlage an der EEG-Umlage beteiligt werden. Bagatellgrenze für kleine Anlagen, Vertrauensschutz für bestehende Eigenenerzeugung.	Keine Angaben	Grundsätzlich soll die gesamte Eigenstromerzeugung durch Mindestumlage an der EEG-Umlage beteiligt werden. Bagatellgrenze für kleine Anlagen, Vertrauensschutz für bestehende Eigenenerzeugung.	Feste ESV soll bis 2017 abgeschafft werden. Ab 2018 Umstellung auf Ausschreibungsverfahren, falls PV FFA Pilotprojekt zeigt, dass dies kostengünstiger ist. Änderungen sollen so gestaltet werden, dass breite bestehende Vielfalt der Akteure bzw. Bürgerbeteiligung möglich bleibt.

Aspekte zu einzelnen Sparten und Sonstiges

Herausgeber/ Institut	Windenergie an Land	Windenergie Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Sonstiges
EEG Status quo	<p>Degression von 1,5%/a</p> <p>Streichung des SDL-Bonus i.H.v. 0,47 Ct/kWh ab 1.1.2015</p> <p>Ferner gibt es einen Repoweringbonus</p>	<p>Ab 2018 Degression von 7%/a</p> <p>Stauchungsmodell bis einschließlich 2018: Mindestens 8 Jahre 19 Ct/kWh, danach 3,5 Ct/kWh. Hohe Anfangsvergütung verlängert sich und beträgt dann 15Ct/kWh, wenn Anlage weit von Küste entfernt und/oder in tiefen Gewässern steht..</p>	<p>1% pro Monat ggü. Vormonat, d.h. um ca. 10,5% pro Jahr. Je nach Zubaugeschwindigkeit steigt oder sinkt die Degression (atmender Deckel) auf bis zu 23%/a.</p> <p>52 GW Deckel</p>	<p>Degression von 2%/a, aber nicht für Boni</p>	
BaWü/ Bofinger / IZES /BET	<p>Optionen Bürgermodell (im Grundsatz EEG-Modell feste ESV) und Integrationsmodell inkl. Verpflichtende DV (Kapazitätsprämie, möglichst auf Ausschreibungsbasis).</p> <p>Stärkere Differenzierung nach Standorten.</p>	<p>Kapazitätsprämie auf Ausschreibungsbasis, Verpflichtende DV</p>	<p>Optionen Bürgermodell (im Grundsatz EEG-Modell feste ESV) und Integrationsmodell inkl. Verpflichtende DV (Kapazitätsprämie, möglichst auf Ausschreibungsbasis)</p>	<p>Kombination aus Markt- und Kapazitätsprämie, administrativ festgelegt</p> <p>Verpflichtende DV. Damit soll Anreiz gesetzt werden, dass Biomasse stärker bedarfsgerecht eingesetzt wird</p>	
BDEW	<p>Wechsel von Referenzertragsmodell zu einer Mengenkontingentierung (soll Anreiz senken, zu negativen Strompreisen einzuspeisen). Ggf. auch für Bestandsanlagen.</p> <p>SDL-Bonus streichen</p>	<p>Das Stauchungsmodell soll kostenneutral gestreckt und in seiner Gültigkeit verlängert werden</p>	<p>Option für Kommunen, bei Begrenzung für PV FFA Ausnahmen zu machen, soweit netztechnisch sinnvoll</p> <p>Energiewirtschaftliche Ausnahmetatbestände hinsichtlich Selbstverbrauch und Vermarktung von Strom in räumlichem Zusammenhang kritisch überprüfen. (Definition dieser Ausnahmetatbestände fehlt)</p>	<p>Reduzierung auf zwei Boni:</p> <p>1) Rohstoffvergütungsklasse</p> <p>2) Gasaufbereitungsbonus</p>	
Öko-Institut	Keine Angaben	Sonderzahlungen für Sonderzwecke (z.B. Innovationsförderung)	Keine Angaben	Keine Angaben	
Rwi	Keine Angaben für spezifische Sparten.				
SRU	Keine spezifischen Vorschläge	Keine spezifischen Vorschläge	Keine spezifischen Vorschläge	<p>Ende der Vergütung für Strom aus Anbaubiomasse sollte unbedingt erwogen werden.</p>	<p>EEG-Umlage soll durch neue Indikatoren ersetzt werden. Sie sollen aussagen, ob das EE-Portfolio günstiger wird. Ferner soll umfassender volkswirtschaftlicher Kostenbegriff verwendet werden (incl. Externer Kosten).</p> <p>Höhe der Vergütungen soll durch Behörde festgelegt werden.</p>
VKU	Ausschreibung auf Basis von Kapazitätzahlungen	Ausschreibung auf Basis von Kapazitätzahlungen, allerdings so modifiziert, dass sie gegen eine Einspeisevergütung konvergiert.	Ausschreibung auf Basis von Kapazitätzahlungen	Ausschreibung auf Basis von Kapazitätzahlungen	

Herausgeber/ Institut	Windenergie an Land	Windenergie Offshore	Photovoltaik	Biomasse	Sonstiges
Agora Energiewende	Referenzertragsmodell modernisieren, um Überförderung an guten Standorten zu reduzieren	Begrenzung der EEG-Vergütung auf 8,9 Ct/kWh. Ausschreibung einer Innovationsprämie in Höhe von max. 5 Ct/kWh für 500 MW/a	Begrenzung der EEG-Vergütung auf 8,9 Ct/kWh Reduktion der Degression auf durchschnittlich 1%/a Aufhebung des 52 GW-Deckels und der Begrenzung bei FFA, dafür Regelung über Bauleitplan Abschaffung der Importzölle Eigenverbrauch an EEG-Umlage beteiligen	Begrenzung der EEG-Vergütung auf 8,9 Ct/kWh Ausschreibung einer Kapazitätsprämie für steuerbare EE-Anlagen, max. 100 MW/a und 500 €/kW	
Kleine Energierunde NDS	Keine Angaben für spezifische Sparten.				Prüfung, ob Reform des Wälzungs-systems zu einer Begrenzung der Belastung der Verbraucher führen kann.
MELUR SH	Vergütung an windreichen Standorten erheblich einschränken, bessere Standorte nach wie vor besser stellen	Zubau auf 6-8 GW installierte Leistung bis 2020 Kostenreduktion von 32-39% in 10 Jahren in Vergütung berücksichtigen Zusage Vergütungshöhe früher geben	Regelungen für Eigenverbrauch überarbeiten, damit nicht immer weniger Schultern die Kosten tragen müssen	Mengensteuerung bei Biogas Stärkere Unterstützung und Abbau von Hemmnissen bei der Flexibilisierung von Biomasseanlagen	EEG-Umlage soll durch weitere Informationen ergänzt werden, z.B. Strompreissenkung durch EEG und Kostenvergleich zum alternativen Neubau konventioneller Kraftwerke.
Zusammenfassungen	Drei Papiere wollen Referenzertragsmodell optimieren. SRU und BDEW wollen Gesamtkilowattstundenkonto statt 20 Jahre vergütungszeitraum.	Wenige spezifische und konkrete Vorschläge, keine überwiegende Linie erkennbar.	Drei Papiere wollen PV-Eigenstrombedarf an den Kosten der Energiewende beteiligen.	Vier Papiere wollen stärkere bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus Biomasse. SRU will Förderstopp für Strom aus Anbau-biomasse, Agora eine Begrenzung auf 100 MW/a, MELUR will Mengensteuerung.	Drei Papiere wollen die Berechnung der EEG-Umlage reformieren bzw. andere Kennzahlen hinzufügen.
<u>Nachrichtlich</u> Koalitionsver-einbarung zwischen CDU/CSU/SPD	Fördersätze senken, insbesondere bei windstarken Standorten. Referenzertragsmodell weiter entwickeln so dass bundesweit die guten Standorte wirtschaftlich genutzt werden können.	Ausbaupfad auf 6,5 GW bis 2020 reduzieren. Dann jährlich durchschnittlich 800 MW.	Keine spezifischen Änderungen.	Überwiegend auf Abfall- und Reststoffe begrenzen. Bestehende Anlagen möglichst bedarfsgerecht fahren.	