
Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 - 2017

IMPULSE

Agora
Energiewende



Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

IMPRESSUM

Impulse

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender
Marktdesign-Prozess
Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 - 2017

Erstellt von

Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

info@agora-energiewende.de

www.agora-energiewende.de

Verantwortlich:

Rainer Baake, Direktor

Dr. Patrick Graichen, stellv. Direktor

024/07-I-2013/DE

Titelbild: Agora Energiewende

Veröffentlichung: Oktober 2013

Inhalt

I. Einleitung	5
II. Die kostengünstigsten Erneuerbaren Energien sind Wind Onshore und Photovoltaik	7
III. Eine kosteneffiziente Ausbaustrategie für die Erneuerbaren Energien	9
IV. Die Kosten für Wind und PV liegen gleichauf mit denen neuer Kohle- und Gaskraftwerke	11
V. Konzept für ein radikal vereinfachtes EEG 2.0	13
A. Kosten der Erneuerbaren Energien senken	13
B. Erneuerbare Energien stärker an den Markt heranzuführen	14
C. Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewende beenden	14
VI. Einen offenen und transparenten Marktdesign-Prozess starten	17
VII. Quellenverzeichnis	19

Zusammenfassung

Die Energiewende muss nicht nur eine ökologische, sondern auch eine ökonomische Erfolgsgeschichte werden. Entscheidend hierfür sind die Gesamtkosten unseres Stromsystems. Neue Wind- und Photovoltaikanlagen sind schon heute nicht mehr teurer als neue konventionelle Kraftwerke – dies bietet große Chancen für die Erneuerbaren Energien in Deutschland und weltweit. Das hier vorgeschlagene, radikal vereinfachte EEG 2.0 ermöglicht den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu bezahlbaren Kosten für die Verbraucher. Es enthält 12 Kernelemente:

A. **Kosten der Erneuerbaren Energien senken**

1. Grundsätzliche Vergütungs-Obergrenze für alle neuen Anlagen aus Erneuerbaren Energien in Höhe von 8,9 Cent/kWh
2. Zubauabhängige Degression der Vergütungssätze
3. Abschaffung von unnötigen Photovoltaik-Ausbaurestriktionen (u.a. Wegfall des 52-GW-PV-Deckels, des Importzolls für chinesische PV-Module und der Flächenbeschränkungen)
4. Überarbeitung des Referenzertragsmodells für Wind Onshore Anlagen, um Überförderung an guten Standorten abzubauen
5. Für Wind Offshore-Anlagen ab 2017: Ausschreibung einer Innovationsprämie von maximal 5 Cent/kWh für maximal 500 MW pro Jahr
6. Für steuerbare EE-Anlagen (insbesondere Biomasse): Ausschreibung einer Kapazitätsprämie von maximal 500 EUR/kW für maximal 100 MW pro Jahr

B. **Erneuerbare Energien stärker an den Markt heranzuführen**

7. Konsequente Abschaffung aller Boni für Neuanlagen
8. Verpflichtende Direktvermarktung für alle Neuanlagen ab einer Größe von 1 MW, Absenkung der Managementprämie für Altanlagen auf 0,2 Cent/kWh
9. Systemdienlichkeit neuer Anlagen als Voraussetzung

C. **Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewende beenden**

10. Rückführung der Ausnahmen für die Industrie auf die Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen und energieintensiv sind
11. Beteiligung der bisher befreiten Unternehmen an der EEG-Umlage in Höhe von 0,5 Cent/kWh, da sie in Höhe von ca. 1 Cent/kWh vom Merit-Order-Effekt profitieren
12. Stufenweiser Einbezug der Eigenstromerzeugung in die EEG-Umlagepflicht ab einer Anlagengröße von 10 kW

Ein so radikal vereinfachtes EEG 2.0 würde die EEG-Umlage in den nächsten Jahren auf dem für 2014 erwarteten Niveau von 6,0 bis 6,5 Cent/kWh stabilisieren bzw. die Summe aus EEG-Umlage und Großhandelspreis für Strom auf deutlich unter 11 Cent/kWh halten. Die Zeit bis 2017 sollte dann genutzt werden für einen umfassenden Diskussions- und Gesetzgebungsprozess für ein neues Strommarktdesign, das den Herausforderungen der Energiewende gerecht wird.

I. Einleitung

Es besteht große Einigkeit in Politik und Energiewirtschaft, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz am Anfang der Legislaturperiode überarbeitet werden soll. Ziel sollte es sein, den Schwerpunkt von der Technologieförderung hin zu einem zukunftsfähigen Marktdesign für die Energiewende zu verlagern. Die Diskussion zu den vorliegenden Vorschlägen ist jedoch noch extrem heterogen, die Auswirkungen eines möglicherweise grundlegenden Systemwechsels sind nicht hinreichend verstanden und die Analysen, wie dies mit der Gewährleistung von Versorgungssicherheit zusammenspielt (Stichwort Kapazitätsmärkte), steckt noch in den Anfängen.

Gleichzeitig existiert jedoch ein Handlungsdruck, da sich die EEG-Umlage von 5,3 Cent/kWh im Jahr 2013 auf voraussichtlich etwa 6,0 bis 6,5 Cent/kWh 2014 nochmals deutlich erhöhen wird. Auch wenn dies v.a. an gesunkenen Börsenstrompreisen liegt, existiert doch in vielen Bereichen des EEG (Ausnahmeregelungen, Abbau von Überförderung, Komplexität des Systems) ein erheblicher Reformbedarf, der nicht mehrere Jahre verschoben werden sollte.

Vor diesem Hintergrund ist ein zweistufiges Verfahren sinnvoll:

- Zeitnahe Verabschiedung eines radikal-vereinfachten EEG 2.0 im ersten Halbjahr 2014 mit dem primären Ziel der Kosteneffizienz, Investitionssicherheit und verstärkter Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Ziel des Gesetzes ist es, (unter Annahme eines nicht weiter fallenden Börsenstrompreises) die EEG-Umlage auf dem Niveau von 2014 zu halten – bzw. die Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage für die Verbraucher auf dem heutigen Niveau (d.h. 10,5 bis 11 Cent/kWh) zu stabilisieren, um so Raum und Zeit für einen umfassenden Marktdesign-Prozess zu schaffen. Inkrafttreten des Gesetzes: 1.1.2015.
- Verabschiedung eines umfassenden neuen Marktdesigns für die gesamte Energiewirtschaft – d.h. Erneuerbare Energien, fossile Energien, Lastmanagement und Stromspeicher – zum Abschluss einer ausführlichen Marktdesign-

Debatte in der 2. Hälfte der Legislaturperiode 2016/2017. Dieser Prozess sollte analog zu angelsächsischen und EU-Gesetzgebungsprozessen im 1. Halbjahr 2014 regierungsseitig mit einem Grünbuch „Marktdesign“ begonnen werden, das verschiedene Optionen präsentiert und zur Diskussion stellt.

Im Folgenden wird ein Konzept für ein solches radikal-vereinfachtes EEG 2.0 vorgelegt und das zweistufige Verfahren skizziert.

II. Die kostengünstigsten Erneuerbaren Energien sind Wind Onshore und Photovoltaik

Die verschiedenen Technologien der Erneuerbaren Energien haben sich seit Einführung des EEG im Jahr 2000 sehr unterschiedlich entwickelt. Ein Vergleich der aktuellen Vergütungssätze der verschiedenen EE-Technologien verdeutlicht dies (vgl. Tabelle 1).

Die Situation stellt sich bei den einzelnen Technologien wie folgt dar:

Wind Onshore Windkraftwerke an Land können kostengünstig Strom produzieren und haben nach wie vor ein großes Ausbaupotenzial. An guten Standorten ist schon jetzt eine weitere Vergütungssenkung möglich.

Photovoltaik Einstmals die teuerste EE-Technologie, ist die Photovoltaik durch rasante Technologiesprünge in den letzten Jahren inzwischen bei Vergütungssätzen unter 10 Cent/kWh angekommen. Eine weitere Kostensenkung ist absehbar.

Wind Offshore ist als neue EE-Technologie noch in der relativ teuren Innovationsphase. Hier gilt es, einen weiteren Ausbau zu ermöglichen, ohne zu früh zu viel auszubauen, da dies für die Konsumenten sehr teuer würde.

Biomasse Während die Stromerzeugung aus fester Biomasse (Holz) relativ günstig ist, ist Strom aus Biogas nach wie vor sehr teuer; größere Kostensenkungen bei den Einsatzstoffen und Technologien sind nicht zu erwarten.

Wasserkraft Wasserkraft ist zwar grundsätzlich eine günstige Erneuerbare Energien-Technologie, ihr weiteres Ausbaupotenzial ist jedoch sehr begrenzt.

Geothermie Die Vergütungssätze für Strom aus Geothermie sind die höchsten des EEG – und trotzdem wird fast nichts zugebaut. Geothermie wird insofern absehbar keinen nennenswerten Beitrag zur Stromversorgung leisten.

Vergütungssätze für die unterschiedlichen EE-Technologien laut EEG

Tabelle 1

	Spannbreite der gesetzlichen Anfangsvergütung für im Jahr 2013 installierte Neuanlagen	Durchschnittliche tatsächliche Vergütung aller von 2000 bis 2012 gebauten Anlagen
Photovoltaik	9,9 – 14,3 Cent/kWh*	36,2 Cent/kWh
Wind Onshore	8,8 – 9,8 Cent/kWh	9,3 Cent/kWh
Wind Offshore	15 – 19 Cent/kWh	16,0 Cent/kWh
Wasserkraft	3,4 – 12,6 Cent/kWh	9,2 Cent/kWh
Biomasse	5,9 – 25,0 Cent/kWh	18,2 Cent/kWh
Geothermie	25,0 – 30,0 Cent/kWh	21,8 Cent/kWh

*Vergütungssätze für PV-Anlageninstallation im Oktober 2013, Werte sinken monatlich weiter ab.
Quellen: Erneuerbare-Energien-Gesetz (linke Spalte); BDEW 2013 (rechte Spalte).

III. Eine kosteneffiziente Ausbaustrategie für die Erneuerbaren Energien

Im Jahr 2012 hatten die Erneuerbaren Energien einen Anteil von 23% am Stromverbrauch. Das nächste Zwischenziel des EEG lautet „mindestens 35% bis spätestens 2020“. Aufgrund der in Kapitel II. dargestellten Technologieentwicklung sollte sich der Ausbau schwerpunktmäßig auf die beiden kostengünstigsten Technologien, Wind Onshore und Photovoltaik konzentrieren.

Vor diesem Hintergrund kann ein kosteneffizienter jährlicher Ausbaupfad formuliert werden, wie bis 2020 ein Anteil von 40% Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erreicht werden kann (vgl. Kapitel III.). Dabei gelangt man in etwa auf die gleiche Anzahl installierter EE-Kapazitäten wie im von der Bundesnetzagentur genehmigten Leitszenario für den Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2022 – aller-

dings mit einer deutlichen Technologiewerschiebung: Für einen kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte im Vergleich zu dem NEP-Szenario weniger Wind Offshore, Biomasse und Geothermie installiert werden; stattdessen sollte mehr bei den kostengünstigsten Technologien Wind Onshore und Photovoltaik geschehen.

Kosteneffizienter Ausbaukorridor zur Erreichung von 40% EE-Anteil				Tabelle 2
Installierte Leistung	Ende 2012	Notwendiger jährlicher Zubau 2013-2020	Richtgröße 2020 für 40% EE-Anteil	Zum Vergleich: 2022 gemäß Leitszenario des NEP 2012
Photovoltaik	32,6 GW	3 GW	57 GW	54,0 GW
Wind Onshore	31,0 GW	3 GW	55 GW	47,5 GW
Wind Offshore	0,3 GW	1 GW bis 2015, danach 0,5 GW	6 GW	13,0 GW
Andere EE-Technologien (Wasserkraft, Biomasse, Geothermie)	12,0 GW	< 0,1 GW	12,5 GW	15,3 GW
Summe installierte Leistung aus EE	76,0 GW	7 GW bis 2015, danach 6,5 GW	130,5 GW	129,8 GW
Stromerzeugung aus EE	136 TWh		238 TWh	
Anteil am Bruttostromverbrauch	22,9%		40%	

Quellen: Bundesumweltministerium 2013 (2. Spalte), Eigene Berechnungen (3.+4. Spalte), Bundesnetzagentur 2011 (5. Spalte)

IV. Die Kosten für Wind und PV liegen gleichauf mit denen neuer Kohle- und Gaskraftwerke

Die Kosten für neue Anlagen im Bereich Wind Onshore und Photovoltaik sind inzwischen auf ein Niveau gesunken, das auch dem von neuen Kohle- und Gaskraftwerken entspricht. Das interessante Ergebnis eines aktuellen Kostenvergleichs (vgl. Tabelle 3) lautet: Egal ob Kohle, Gas, Wind oder große PV-Anlagen: Die Stromerzeugung aus neuen Anlagen kostet etwa 8 bis 9 Cent pro Kilowattstunde. Diese Durchschnittsgröße variiert bei den fossilen Kraftwerken je nach den angenommenen Benutzungsstunden pro Jahr: je geringer sie ausgelastet werden, umso teurer werden die Stromgestehungskosten pro erzeugter Kilowattstunde. Bei den Erneuerbaren Energien-Anlagen variieren die Erzeugungskosten je nach Anlagenart (bei Wind: Starkwind vs. Schwachwindanlagen, bei PV: Größe der Anlage) bzw. der vor Ort zur Verfügung stehenden Windverhältnisse.

Die einzige Ausnahme in diesem Zusammenhang sind kleine PV-Anlagen auf Hausdächern – bei Ihnen betragen die Stromerzeugungskosten aufgrund der höheren Installationskosten 10 bis 12 Cent/kWh. Da sie einen Teil des erzeugten Stroms jedoch selbst verbrauchen (Eigenverbrauchsanteil ca. 30%) erfolgt hier die Anlagenrefinanzierung auch über eingesparte Strombezugskosten in Höhe von derzeit ca. 28 Cent/kWh – sodass insgesamt auch für kleine PV-Anlagen eine Vergütung von 8,9 Cent/kWh auskömmlich ist.

Das vorgeschlagene EEG 2.0 ist daher im Grunde kein Förderinstrument mehr – sondern eines, das eine angemessene Vergütung für Strom aus neuen Anlagen garantiert. Da der Strombörsenpreis derzeit bei etwa 4 Cent/kWh (= 40 EUR/MWh) liegt, ist am heutigen Markt eine Refinanzierung jeglicher neuer Anlagen – egal ob erneuerbar oder konventionell – nicht möglich. Eine Integration der Erneuerbaren Energien in den bestehenden Strommarkt wäre insofern gar nicht machbar. Das gilt umso mehr, als die Strommarkterlöse von Wind- und Solarkraftwerken noch unter dem Durchschnittsbörsenpreis liegen, da sie sich durch ihre wetterabhängige, gleichzeitige Stromproduktion ihre eigenen Preise „kaputt machen“.

Stromerzeugungskosten für neue Kohle-, Gas-, Wind- und Solarstromanlagen						Tabelle 3
	Gas- u. Dampf- kraftwerk	Steinkohle- kraftwerk	Wind Onshore	Photovoltaik (groß)	Photovoltaik (Hausdach)	
Investitions- kosten (pro kW)	900 EUR	1.500 – 2.250 EUR	1.250* – 1.500* EUR	800* – 900* EUR	1.000* – 1.300* EUR	
Lebensdauer der Anlage	30 Jahre	50 Jahre	20 Jahre	30 Jahre*	30 Jahre*	
Kapitalkosten p.a.	12%	12%	7%	7%	7%	
Fixe Betriebskosten (pro kW)	27 EUR	45 – 56 EUR	31* – 38* EUR	17 EUR	17 EUR	
Brennstoffkosten (pro MWh _{therm})	23 EUR	10 EUR	–	–	–	
Brennstoff- Wirkungsgrad (netto)	60%	46 – 50%	–	–	–	
Emissionshan- delskosten pro t CO ₂	11 EUR	11 EUR	–	–	–	
Volllaststunden pro Jahr	2.000* – 4.000*	3.000* – 6.000*	2.000* – 2.500*	1.000*	1.000*	
Erzeugungs- kosten	7,7 – 11,2 Ct/kWh	8,2 – 10,5 Ct/kWh	6,0 – 8,9 Ct/kWh	8,1 – 8,9 Ct/kWh	9,8 – 12,2 Ct/kWh	

Hinweis: Alle Annahmen beziehen sich auf das Jahr 2015. Eine Erläuterung der Rechnungsweise und der jeweiligen Annahmen mit Excel-Tool zum Nachrechnen kann bei Agora Energiewende unter www.agora-energiewende.de heruntergeladen werden.
Quelle für alle Annahmen (mit Ausnahme der mit einem Sternchen* versehenen): EWI (2013), EWI (2012) bzw. EWI (2011); für die mit * versehenen Annahmen: Schätzung von Agora Energiewende auf Basis eigener Gutachten, Studien Dritter und Experten-Interviews.

V. Konzept für ein radikal vereinfachtes EEG 2.0

Aufbauend auf den unter Kapitel II. bis Kapitel IV. dargestellten technologischen Entwicklungen ist es möglich, ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 zu konzipieren, das den Fokus auf den kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien legt:

- A. **Kosten der Erneuerbaren Energien weiter senken:** Die Kosten für die Erneuerbaren Energien sind in den letzten Jahren deutlich gesunken. Jetzt kommt es darauf an, diese Kostensenkungen auch an die Verbraucher weiterzugeben.
- B. **Verstärkung der Marktelemente bei der Finanzierung der Erneuerbaren Energien:** In Vorbereitung auf ein neues Marktdesign, das die gesamte Energiewirtschaft umfasst, sollte Strom aus neuen EE-Anlagen ausschließlich direkt vermarktet werden.
- C. **Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewende beenden:** Immer größere Teile der Stromverbraucher und eine stark wachsende Zahl an Eigenerzeugern leisten aufgrund von Ausnahmeregelungen keinen fairen Anteil bei der Finanzierung der Stromnetze und beim Ausbau der Erneuerbaren Energien. Diese einzubeziehen heißt, die Kosten der Energiewende gerecht zu verteilen.

Nur wer diese drei Elemente parallel angeht, kann die Energiewende vorantreiben und die Kosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher in den Griff bekommen.

A. Kosten der Erneuerbaren Energien senken

Kurzfristig können die Verbraucher/innen entlastet werden durch:

1. **Eine grundsätzliche Vergütungsobergrenze für alle Erneuerbaren Energien von 8,9 Cent/kWh ab 1.1.2015:** Es gibt – wie gezeigt – viele Erneuerbare-Energien-Potenziale für unter 8,9 Cent/kWh. Der Satz von 8,9 Cent/kWh gilt für alle EE-Anlagen mit Ausnahme derer, die schon im aktuellen EEG einen niedrigeren Vergütungstarif erhalten (z.B. große Wasserkraft). Für Windanlagen wird

der Tarif zudem im Rahmen eines Referenzertragsmodells an guten Standorten abgesenkt (s.u.).

2. **Ein zubauabhängiger Degressionsatz für die Vergütung:** Aufgrund des schon niedrigen Einspeisetarifs kann die Degression auf einen Wert von durchschnittlich 1% p.a. reduziert werden. Bei Überschreiten des jährlichen EE-Zubaukorridors über 7 GW installierter EE-Leistung wird die Degression erhöht, bei Unterschreiten unter 6 GW reduziert.
3. **Beseitigung von unnötigen Photovoltaik-Ausbaurestriktionen:**
 - **Abschaffung des PV-Deckels:** Das EEG sieht derzeit ein Auslaufen der PV-Förderung bei einer Ausbaumenge von 52 GW vor („PV-Deckel“). Da für eine kosteneffiziente Energiewende ein Zubau von mehr als 52 GW notwendig ist, sollte er ersatzlos gestrichen werden. Eine Finanzierung des PV-Ausbaus über die Vermeidung von Gemeinkosten bei der Eigenstromerzeugung ist nicht sinnvoll (siehe 12.).
 - **Abschaffung des Import-Zolls auf PV-Module:** PV-Anlagen werden durch den seit Juni 2013 von der EU-Kommission verhängten vorläufigen Import-Zoll auf Module verteuert. Eine einheitliche Vergütungsobergrenze von 8,9 Cent/kWh für PV ist jedoch auf Modulpreisen ohne Zoll berechnet. Daher sollte die Bundesregierung bei der im Dezember 2013 anstehenden EU-Ratsentscheidung durchsetzen, dass dieser nicht verlängert wird.
 - **Beseitigung von Ausbaurestriktionen:** Wo PV-Freiflächenanlagen errichtet werden dürfen, sollte von den Gemeinden im Rahmen der Bauleitplanung entschieden werden – und nicht, wie bisher, auf wenige Gebiete entlang von Autobahnen und Schienenwegen reduziert werden. Gerade bei vorhandenen Windparks bietet sich eine PV-Anlage vor Ort an, da sie in der Regel keine zusätzliche Netzinfrastruktur benötigt.
4. **Modernisierung des Referenzertragsmodells für Wind Onshore:** Es variiert die Einspeisevergütung für Windanlagen zwischen 6 Cent/kWh an guten Wind-Standorten

und 8,9 Cent/kWh an weniger guten Windstandorten. So erfolgt an den besten Standorten keine Überförderung und gleichzeitig ist ein dezentraler und verbrauchsnaher Ausbau möglich.

5. **Ausschreibung für Wind Offshore:** Anlagen, die bis zum 31.12.2014 ihren Bau begonnen haben und bis zum 31.12.2017 in Betrieb gehen, erhalten aus Gründen des Vertrauensschutzes noch die Vergütungssätze des aktuellen EEGs. Für alle anderen Anlagen wird jährlich eine auf 500 MW begrenzte Innovationsprämie zusätzlich zum Einspeisetarif ausgeschrieben, die jedoch einen Wert von 5 Cent/kWh nicht überschreiten darf.
6. **Ausschreibung einer Kapazitäts-Prämie für steuerbare EE-Anlagen:** Für Anlagen, deren Stromproduktion steuerbar ist und die in Zeiten von hoher Residuallast gesicherte Leistung zur Verfügung stellen können – d.h. insbesondere Biogas/Biomethan – wird jährlich eine auf 100 MW begrenzte Kapazitätsprämie zusätzlich zum Einspeisetarif ausgeschrieben, die jedoch den Wert von 500 EUR/kW nicht überschreiten darf.

B. Erneuerbare Energien stärker an den Markt heranführen

7. **Abschaffung aller Boni (für Neuanlagen):** Es werden keinerlei Boni mehr auf den Einspeisetarif gezahlt.
8. **Strom aus allen neuen EE-Anlagen wird grundsätzlich direkt vermarktet („gleitende Marktprämie“), Abschmelzung der Managementprämie für Altanlagen auf 0,2 Cent/kWh:** Grundsätzlich vermarkten neue EE-Anlagen ihren Strom selbst und erhalten die Differenz zwischen EEG-Vergütung und durchschnittlichen Strommarkterlösen erstattet. Für Anlagen unter 1 MW wäre dies jedoch ein zu großer Aufwand, sodass für sie im Rahmen einer de-minimis-Regel nach wie vor eine Abnahme und Vergütung über die Netzbetreiber erfolgt. Da Strom aus Neuanlagen grundsätzlich direkt vermarktet wird, entfällt für sie die Managementprämie komplett. Für Altanlagen hat sich gezeigt, dass die aktuell geltenden Sätze für die Managementprämie überhöht sind. Eine Abschmelzung für alle Altanlagen aller Technologien auf 0,2 Cent/kWh ist daher angebracht.

9. **Systemdienlichkeit neuer Anlagen als Voraussetzung:** Alle neuen Anlagen müssen als Voraussetzung für die Finanzierung über das EEG systemdienlich ausgelegt werden. Es werden keine Systemdienstleistungsboni etc. gezahlt.

C. Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewende beenden

Die von der Politik geschaffenen Regeln und Ausnahmen führen dazu, dass eine immer größer werdende Zahl von Stromverbrauchern – Industrie, Gewerbe, aber z.T. auch Private – keinen fairen Anteil an den Kosten der Energiewende tragen. Dies erhöht die Belastungen für alle anderen. Dem kann effektiv entgegen gewirkt werden durch:

10. **Begrenzung der Ausnahmen: Durch die letzte EEG-Reform wurden die Ausnahmen für die Industrie übermäßig ausgeweitet.** Es ist notwendig, die Ausnahmen wieder auf die Sektoren zu begrenzen, die einen hohen Energiekostenanteil haben und im internationalen Wettbewerb stehen. Hier bietet sich eine Anlehnung an die beim Emissionshandel begünstigten Sektoren an.
11. **Mindestbeitrag aufgrund des Merit-Order-Effekts auf 0,5 Cent/kWh setzen:** Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat den Strompreis auf das Rekordtief von unter 40 EUR/MWh gesenkt. Während die Industriebetriebe noch vor einem Jahr mit Stromkosten von über 50 EUR/MWh kalkuliert haben, wurden diese Kosten für sie durch die Erneuerbaren Energien deutlich gesenkt. Es ist daher gerechtfertigt, die Hälfte dieses Effekts den EEG-zahlenden Endverbrauchern zugutekommen zu lassen und den EEG-Mindestbeitrag für umlagebefreite Unternehmen auf von derzeit 0,05 Cent/kWh auf 0,5 Cent/kWh heraufzusetzen.
12. **Eigenstromerzeugung einbeziehen: Alle Stromverbraucher, auch gewerbliche und private Eigenstromerzeuger, müssen einen angemessenen Anteil zur Finanzierung der Energiewende leisten** – denn sie profitieren auch davon. Allzu oft werden Eigenstromanlagen nur deshalb errichtet, weil sie sich ausschließlich über die Vermeidung der Gemeinkosten (Netzentgelte, EEG-Umlage,

KWK-Umlage) rechnen. Eigenstromverbrauch über einer De-Minimis-Schwelle von 10 kW (Ein- bis Zweifamilienhausanlagen) sollte daher in Stufenschritten an der EEG-Umlage beteiligt werden.

VI. Einen offenen und transparenten Marktdesign-Prozess starten

Es herrscht Einigkeit im Bereich der Energiewirtschaft, dass es im Zuge der Energiewende eines neuen Marktdesigns bedarf – sowohl für fossile Kraftwerke als auch für Erneuerbare Energien, Lastmanagement und Speicher. Die Diskussion um das „Wie“ ist in den letzten zwei Jahren mit zunehmender Intensität, aber ohne eine Konvergenz der Positionen geführt worden. Dies liegt auch daran, dass die Konzepte bisher auf einer sehr abstrakten Ebene diskutiert werden – die konkrete Ausgestaltung der verschiedenen Modelle (sowohl in marktlicher als auch in regulatorischer Hinsicht) sowie eine quantitative Abschätzung ihrer Folgen ist bisher jedoch noch nicht erfolgt. Dies gilt sowohl für die Diskussion um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Stichwort Kapazitätsmärkte) als auch für die Finanzierung der Erneuerbaren Energien.

Für Energiewirtschaft und Energiepolitik geht es bei dem neuen Marktdesign um viel – letztlich geht es aus politischer Sicht um nichts weniger als die Organisation der Energiewende und aus wirtschaftlicher Sicht um die Definition von Geschäftsmodellen. Dies kann und soll nicht hinter verschlossenen Türen stattfinden. Um zum bestmöglichen Ergebnis zu kommen, ist ein transparenter und offener Politik-Prozess analog zu den Vorstufen eines EU-Gesetzgebungs-Verfahrens notwendig. Dies würde beinhalten:

- Erstellung eines umfassenden Versorgungssicherheitsberichts bis Mitte 2014: Die Bundesnetzagentur legt bis Mitte 2014 einen Bericht über die Versorgungssicherheitssituation für Deutschland bis 2022 unter Zugrundelegung einer transparenten und europakompatiblen Methodik vor. In dem Bericht soll der zeitliche Handlungsbedarf so aufgearbeitet werden, dass eine valide Grundlage für die Marktdesign-Entscheidungen existiert.
- Analyseprozess zu Marktdesign-Modellen ab Herbst 2013: Die Bundesregierung vergibt Gutachten an Wissenschaftler und Berater, die die verschiedenen Marktdesign-Modelle transparent darstellen sowie die jeweils hinter den Modellen liegenden Annahmen deutlich

machen. Zudem sollen durch Simulationen die Kosten-Effekte unterschiedlicher Marktdesign-Modelle abgeschätzt werden sowie die mit den jeweiligen Modellen notwendigen Anforderungen für Energiewirtschaft, Netzbetreiber und Regulator. Diese werden in einem transparenten Konsultationsprozess öffentlich diskutiert.

- Grünbuch im Sommer 2014: Veröffentlichung eines Grünbuchs der Bundesregierung auf Basis des Analyseprozesses, in der die verschiedenen Optionen für ein künftiges Energiemarktdesign dargestellt und in ihren Vor- und Nachteilen beschrieben werden. Mit dem Grünbuch werden alle beteiligten Institutionen aus Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft bis Herbst 2014 eingeladen, ihre Stellungnahmen zu bestimmten Fragen einzureichen. Zudem findet – vor Ende der Stellungnahmefrist – eine Konferenz statt, auf der die Optionen und ihre Auswirkungen öffentlich präsentiert und diskutiert werden. Die Gutachten sowie die Stellungnahmen der Stakeholder werden im Internet veröffentlicht.
- Weißbuch Frühjahr 2015: Auf Basis der Stellungnahmen und ggf. notwendig gewordenen Nachuntersuchungen formuliert die Bundesregierung das aus ihrer Sicht präferierte Energiemarktdesign und stellt es in einem Weißbuch zur Diskussion. Auch hierzu können die Stakeholder Kommentare abgeben, die veröffentlicht werden.
- Herbst 2015: Erarbeitung eines Gesetzentwurfs für ein Energiemarktdesign-Gesetz durch die Bundesregierung, Beteiligung der Bundesländer und Verbände im Rahmen der normalen Verfahren.
- Anfang bis Ende 2016: Parlamentarisches Verfahren des Energiemarktdesign-Gesetzes, Verabschiedung in Bundestag und Bundesrat
- Anfang 2017: Inkrafttreten des Gesetzes, Aufbau der ggf. erforderlichen neuen Verfahren und Institutionen
- 1. Januar 2018: Erstmalige Anwendung der Regelungen des Energiemarktdesign-Gesetzes für fossile Kraftwerke, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Nachfragemanagement und Speicher.

VII. Quellenverzeichnis

Bundesnetzagentur (2011): *Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2012.*

Bundesumweltministerium (2013): *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012*

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW (2013): *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)*

Energiewirtschaftliches Institut zu Köln EWI (2013): *Trendstudie Strom 2022 – Belastungstest für die Energiewende, Studie im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie*

Energiewirtschaftliches Institut zu Köln EWI (2012): *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Gutachten im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums*

Energiewirtschaftliches Institut zu Köln EWI/Energynautics (2011): *Roadmap 2050 – a closer look, Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions*

Quellenverweis für die Stromerzeugungskosten für neue Kohle-, Gas-, Wind- und PV-Anlagen:

Eine Erläuterung der Rechnungsweise und der jeweiligen Annahmen für die in Tabelle 3 dargestellten Stromerzeugungskosten für neue Kohle-, Gas-, Wind- und PV-Anlagen mit Excel-Tool zum Nachrechnen sowie dem Analysieren von Sensitivitäten kann auf www.agora-energiewende.de heruntergeladen werden.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

[12 Thesen zur Energiewende](#)

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang und Kurzfassung)

[Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

[Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

[Entwicklung der Windenergie in Deutschland](#)

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

[Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022](#)

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland. Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

[Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?](#)

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

[Kostentoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind und Solarenergie in Deutschland bis 2033

[Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland](#)

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

[Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012](#)

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

[Reform des Konzessionsabgabenrechts](#)

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

[Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden](#)

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

[Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

[Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?](#)

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie "Entwicklung der Windenergie in Deutschland" am 5. Juli 2013

[Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen](#)

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

[Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany](#)

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

[Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany](#)

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Alle Publikationen sind über die Internetseite www.agora-energiewende.de verfügbar

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

