

## **Stellungnahme der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) zum BMWi-Referentenentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vor- schriften des Energiewirtschaftsrechts“ vom 04.03.2014**

Die DGS kritisiert den EEG-Referentenentwurf des BMWi als teilweise nicht zielführend und kontraproduktiv auf dem Weg zu einer Umstellung unserer gesamten Energieversorgung auf erneuerbare Energiequellen bis zum Jahre 2050. Wind- und Solarstrom sind in den letzten Jahren so günstig und wettbewerbsfähig geworden, dass ein weiterer zügiger Ausbau ohne nennenswerte zusätzliche Kostenbelastung möglich ist. Für die Belastung der Netze, auch ohne raschen Ausbau, stellt dies kein Problem dar. Mittel- und langfristig ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) ein Gewinn für Wirtschaft (hohe Wertschöpfung im Land, Reduzierung der Abhängigkeit von Importen) und Klimaschutz gleichermaßen.

Von der Idee eines radikal vereinfachten EEG 2.0<sup>1</sup>, das vor einigen Monaten von der Agora-Energiewende, unter der damaligen Leitung von Rainer Baake, veröffentlicht wurde, ist im aktuellen Entwurf leider nichts zu erkennen. Statt einer Vereinfachung wird das EEG zu einem immer komplexeren Paragraphendschlingel, den selbst Rechtsexperten kaum durchdringen können.

### **DGS-Vorschläge zur Änderung § 20 e**

#### **Erhöhung des PV-Ausbaukorridors und Degressionsstop bei Einbruch des PV-Zubaus**

Die DGS hält die Einführung eines jährlichen Zielkorridors von 2,5 GW Zubau für wirtschafts- und technologiespezifisch kontraproduktiv. Damit wird die Gegenwarts- und Zukunftstechnologie Photovoltaik, insbesondere die Systemtechnik, in der deutsche Unternehmen führend sind, ausgebremst. Ein jährlicher Zubau von mindestens 5 GW muss mindestens beibehalten, besser noch kontinuierlich bis auf 10 GW erhöht werden, um 2030 ein Ausbauziel von 150 GW Photovoltaik zu erreichen.

Weiterhin muss betont werden, dass der im Eckpunktepapier angestrebte Kosten von rund 11 Ct/kWh für 2015 bei Photovoltaik teilweise heute bei realisierten Anlagen bereits erreicht wird. Eine Begründung für einen abgesenkten Zielkorridor aus Kostengründen gibt es also nicht.

Anmerkung: Im Jahre 2013 wurde der PV-Zubau durch die EEG-Novelle vom August 2012 so drastisch beschnitten, dass nur noch 45% der PV-Leistung der davorliegenden Jahre (2010 bis 2012) errichtet wurde (3,3 GW). Und dies, obwohl die Photovoltaik den höchsten Anteil an Vollbeschäftigten und inländischer Wertschöpfung von allen Erneuerbaren Energien hatte.

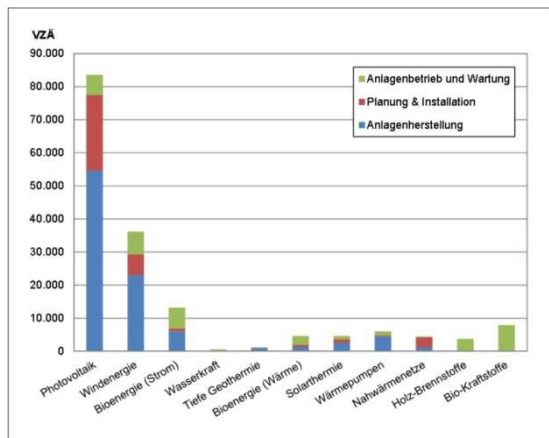


Abb. 1.2: Direkte Beschäftigung (Vollzeitäquivalente) durch erneuerbare Energien nach Stufen und Technologiebereichen in Deutschland im Jahr 2012<sup>1</sup>

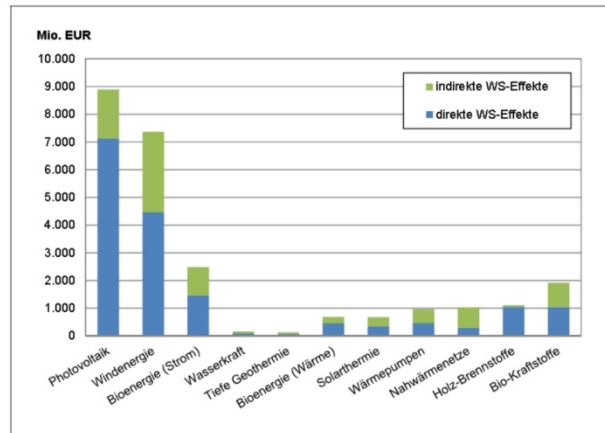


Abb. 1.3: Direkte und indirekte Wertschöpfungseffekte durch erneuerbare Energien nach Technologiebereichen in Deutschland im Jahr 2012

[Quelle: Greenpeace-Studie - Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin 2013]

Die geplanten Maßnahmen der ungebremsten Vergütungsreduzierung und Verminderung des Zielkorridors auf 2,5 GW entwerfen die in der Vergangenheit getätigten Investitionen in die Photovoltaik (hohe EEG-PV-Vergütung bis 2010) unseres Landes. Mit dem Einbrechen des PV-Marktes wurde die Technologieführerschaft der deutschen Solaranbieter in Frage gestellt. Modul- und Zellhersteller, die auch Forschung und Entwicklung in den vergangenen Jahren vorangebracht haben, blieben und bleiben auf der Strecke. Zigtausend Arbeitsplätze gingen in der Solarbranche verloren. Flankierende Maßnahmen zur Unterstützung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dieser deutschen Unternehmen wurden von der Bundesregierung nicht ergriffen.

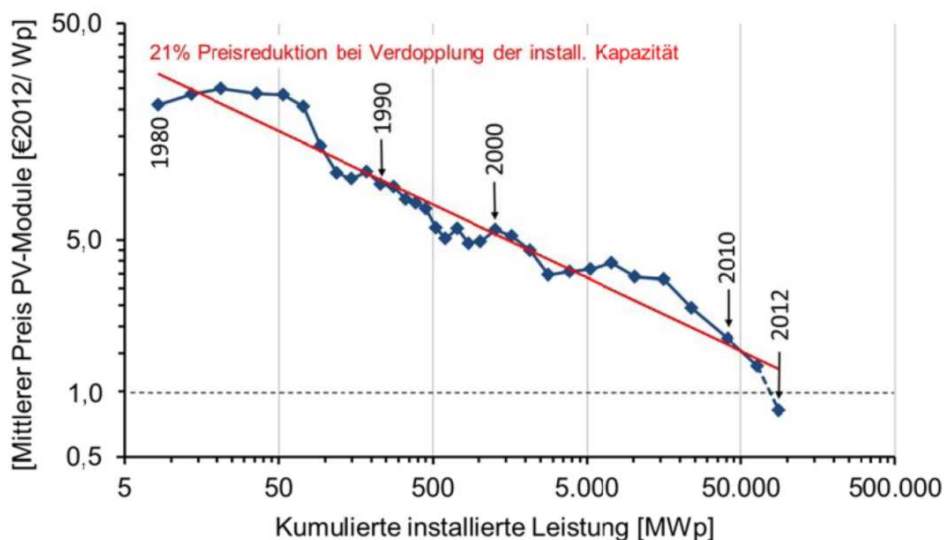


Bild 2: Preisentwicklung PV-Module [Grafik: PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting]

Die Beibehaltung der jetzigen monatlichen Degression der Einspeisevergütung wird den PV-Markt in Deutschland (zusammen mit der geplanten Einführung einer Umlage auf den Eigenverbrauch) gegen Null führen. Die sich ab 2015 ergebenden Einspeisevergütungen ermöglichen keinen wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen, die nur geringen oder keinen Eigenverbrauch umsetzen.

In der Photovoltaik wurde in der Vergangenheit eine immense Preisreduktion realisiert (siehe Bild 1). Derzeit befinden sich die Preise unter der durchschnittlichen Lernkurve. In den nächsten Jahren ist somit zu erwarten, dass die Preise eher stagnieren. Damit entfällt die Begründung für die weitere Beibehaltung der monatlichen Degression. Das Ziel der Bundesregierung ist im Jahre 2014 erreicht. **Die DGS empfiehlt deshalb, die monatliche Degression auszusetzen, sobald der monatliche PV-Zubau unter rund 200 MW fällt. Weiterhin empfehlen wir, die Degressionsregelung dahingehend zu ändern, dass der Bezugszeitraum zur Festsetzung der Degression von 12 auf 3 Monate verringert wird. Der aktuelle Markteinbruch wird sich ansonsten erst zu spät in einer Korrektur der Vergütungshöhe auswirken.**

Der Einfluss von künftig neu gebauten PV Anlagen auf die Höhe der EEG Umlage ist vernachlässigbar. Diese wird fast ausschließlich von in der Vergangenheit errichteten Anlagen bestimmt.

#### **Konkrete Forderung 1 zu §20 e (Absenkung der Förderung für Strom aus solarer Strahlungsenergie):**

„(1) Der Zielkorridor für den Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt 2.500 bis 3.500 Megawatt pro Jahr“

soll ersetzt werden durch:

„(1) Der Zielkorridor für den Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt 4.500 bis 5.500 Megawatt pro Jahr“

#### **Konkrete Forderung 2 zu §20 e (Absenkung der Förderung für Strom aus solarer Strahlungsenergie):**

„(4) Die monatliche Absenkung [...] nach Absatz 1  
1. um bis zu 500 MW unterschreitet, auf 0,4 %  
2. um bis zu 1.000 MW unterschreitet, auf 0,25 %  
3. um bis zu 1.500 MW unterschreitet, auf 0 % “

soll ersetzt werden durch:

„(4) Die monatliche Absenkung [...] nach Absatz 1  
1. um bis zu 250 MW unterschreitet, auf 0,4 %  
2. um bis zu 500 MW unterschreitet, auf 0,25 %  
3. um bis zu 1.000 MW unterschreitet, auf 0 % “

### **DGS-Vorschläge zu Änderung §37 Absatz 3**

Die DGS schlägt vor bei der Eigenstromerzeugung nach erneuerbarer und konventioneller (fossiler und atomarer) Stromerzeugung zu differenzieren.

#### **Streichung der geplanten EEG-Umlage für erneuerbare Eigenstromerzeugung und –verbrauch**

Die DGS lehnt eine Umlage auf eigenerzeugten Solarstrom ab. Die diskutierte EEG-Umlage für erneuerbar erzeugten Strom, der selbst verbraucht wird, muss entfallen. Ansonsten würde das Ziel des EEG konterkariert, das nach EEG §1 (1) darin besteht, die Weiterentwicklung von klima- und umweltfreundlichen Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

Eine Einführung würde außerdem dazu führen, dass insbesondere PV-Eigenverbrauchsanlagen nicht mehr wirtschaftlich darstellbar sind. Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf die Berechnungen des BSW Solar, der für typische gewerbliche PV-Anlagen mit einer Größe von 250 kWp als Ergebnis eine untragbare Amortisationszeit von 19 Jahren ermittelt hat. Die derzeit vorgesehene Kompensation durch Vergütungserhöhung ist hier wirkungslos. Je nach Standort und Anlagenkosten können derzeit auch PV-Anlagen, die 20-30 Prozent Eigenverbrauch realisieren, wirtschaftlich keine Umlagebelastung tragen. Gerade auch für die innovative mittelständische Industrie- und Gewerbebetriebe in Deutschland, die nicht zuletzt aus Wettbewerbsgründen auf eine günstige Stromversorgung angewiesen sind, muss günstiger Solarstrom vom eigenen Dach auch in Zukunft eine Option sein.

Statt einer Umlagebelastung sollten die verschiedenen Verbräuche von EE-Strom vor Ort (ohne Netzdurchleitung) finanziell gleich gestellt werden. Nicht nur der Eigenstromverbrauch, sondern auch der Verbrauch durch „Dritte“ in unmittelbarer räumlicher Nähe muss umlagefrei sein. Die Ungleichbehandlung auf Grundlage zum Teil rein juristischer Unterschiede (Anlagenbetreiber und verbrauchender Betrieb sind häufig aus rein rechtlichen Gründen in zwei Gesellschaften organisiert) und ohne stromwirtschaftliche oder technische Relevanz ist nicht zu rechtfertigen. Insbesondere sind so viele Bürger-Energieanlagen und Genossenschaftsmodelle mit breiter Zustimmung und finanziellem Engagement der Bevölkerung in den vergangenen Monaten in Deutschland umgesetzt worden. Diese stellen aus unserer Sicht einen wichtigen Baustein für den weiteren Fortschritt der Energiewende dar.

Die DGS lehnt daher eine Umlage auf eigenerzeugten Solarstrom ab. Sollte aus zwingenden politischen Gründen die Einführung einer EEG-Umlage auf Eigenstrom trotzdem unbedingt notwendig sein, so halten wir nur den nachfolgend beschriebenen Weg für gangbar, ohne damit nach dem Marktsegment der Freiflächenanlagen nicht auch noch das Segment der kleineren PV-Anlagen vollständig einbrechen zu lassen: Die Einführung einer erhöhten Bagatellgrenze.

Bei größeren PV-Anlagen ist aufgrund der Skaleneffekte eine bessere Wirtschaftlichkeit gegeben. Große Anlagen sind daher u.U. in der Lage, eine begrenzte Umlage auf Eigenverbrauch zu leisten. Dies könnte dahingehend umgesetzt werden, dass als Bagatellgrenze eine Stromerzeugung von jährlich 1,25 Gigawattstunden von der Umlagepflicht befreit werden. Damit wäre eine Vielzahl von kleineren gewerblichen PV-Anlagen wirtschaftlich weiter umsetzbar, trotzdem würden größere PV-Kraftwerke einen Anteil zum Umlagesystem beitragen.

Weiterhin wurde im Koalitionsvertrag vereinbart: „**Vertrauensschutz für bestehende Eigenerzeugung wird gewährleistet**“. Aus diesem Grund verbietet sich eine rückwirkende Belastung bereits realisierter EEG-Anlagen im Bereich des solaren Eigenverbrauchs (§ 37 Abs. 3 EEG 2012) und der Vor-Ort-Direktlieferung (§ 39 Abs. 3 EEG 2012) vollständig.

### **Einführung einer EEG-Umlage für konventionellen Eigenstromerzeugung und -verbrauch**

Die DGS befürwortet eine EEG-Umlage für konventionelle Eigenstromerzeugung und -verbrauch mit Einschränkung, dass die Umlage für KWK-Anlagen aufgrund deren besserer Energieeffizienz nur 50% betragen sollte.

Außerdem schlägt die DGS entgegen der Kabinettsvorlage vor, keine Ausnahmeregelung für den konventionellen Kraftwerkseigenverbrauch einzuführen. Der Kraftwerkseigenverbrauch von KWK-Anlagen und von flexibel regelbaren Kraftwerken (moderne Gaskraftwerke) sollte nur mit 50% der EEG-Umlage belastet werden. Damit wird im Rahmen der Energiewende auch der Teil der Energie, die noch konventionell erzeugt werden muss, immer sauberer.

### **Anmerkung zu Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht / Vertrauensschutz**

Der im Referentenentwurf ab Seite 114 beschriebene Vertrauensschutz ist für uns so nicht nachvollziehbar, insbesondere nachdem dazu im Koalitionsvertrag vereinbart wurde: „**Vertrauensschutz für bestehende Eigenerzeugung wird gewährleistet**“. Auch wenn in der vorliegenden Begründung ausgeführt wird, dass nicht in das Privileg oder die Vergütungssätze eingegriffen wird, ändert das aus Sicht eines Anlagenbetreibers nichts: Ob er weniger Vergütung erhält oder eine Umlage bezahlen muss – beides schadet ihm wirtschaftlich gleichermaßen.

Die Anlagenbetreiber, die bereits in den letzten Jahren in eine Solarstromanlage investiert haben, haben üblicherweise einen recht hohen Geldbetrag in die Hand genommen und tragen auch das wirtschaftliche Risiko, dass die solare Stromerzeugung aus Ihrer Anlage über lange 20 Jahre funktioniert. Diese Betriebe haben maßgeblich zum Start der Energiewende und zum Erfolg des EEGs beigetragen. Dieses Verhalten heute nachträglich durch eine zusätzliche Umlage zu bestrafen, verbietet sich aus unserer Sicht.

## Das EEG und EnWG flankierende DGS-Vorschläge zur Energiewende

Der CO<sub>2</sub>-Handel, ursprünglich als Steuerungselement gedacht, um in Europa den Umweltkosten ein Preisgesicht zu geben, funktioniert derzeit nicht. Zu viele CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate sind auf dem Markt. Die Folge: Der Preis für ein Emissionszertifikat liegt heute bei nur noch ca. 3 Euro pro Tonne (Bild 3). Damit gibt es keine Anreize, in CO<sub>2</sub>-emissionsarme Techniken zu investieren. Die Folgen sind dramatisch: Die umweltbelastende Kohleverstromung hat in Deutschland und Europa im vergangenen Jahr massiv zugenommen, der Ausstoß an CO<sub>2</sub> steigt wieder zum ersten Mal seit 1990 in Deutschland.

### Veränderung des EEG-Umlagemechanismus auch im Hinblick auf den europäischen Kontext

Grundsätzlich muss der EEG-Umlagemechanismus verändert werden, da paradoxe Effekte entstanden sind. Die Höhe der EEG-Umlage wurde als Differenz zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung festgelegt. EE-Anlagen liefern Strom mit Grenzkosten nahe Null und verdrängen so die Anlagen aus dem Netz, die teuren Strom liefern (z. B. Gas). Das geschieht bei Photovoltaik (PV)-Anlagen besonders zur Mittagszeit, so dass der Börsenstrompreis sogar negative Werte annehmen kann. Damit erhöht sich die EEG-Umlage zu Lasten der Kleinverbraucher wie Haushalte etc. (sogenannter Merit-Order-Effekt).

Zusätzlich steigt die Umlage dadurch, dass große Teile von Industrie und Gewerbe von der Umlage befreit sind. Außerdem kann Strom zu Zeiten hoher Sonneneinstrahlung bzw. Windaufkommen billig in andere Europäische Länder exportiert werden. Davon profitieren zunehmend die Stromhändler.

<p>Je mehr preisgünstiger EE-Strom erzeugt wird, umso stärker wächst die EEG-Umlage für Kleinverbraucher, eine paradoxe Situation.</p>
--

Die Nutznießer der günstigen Strompreise (Großverbraucher, Stromhändler) müssen an der EEG-Umlage beteiligt werden. Die Ausnahmereglungen zur EEG-Umlage für Großverbraucher müssen auch in Hinblick auf den europäischen Kontext abgeschafft werden, auch um die Kostenbelastung von Kleinverbrauchern (Haushalte und Gewerbe) zu reduzieren. Da die Industriestrompreise für Großverbraucher deutlich unter denen vieler europäischer Länder liegen, sollten sie zumindest anteilig mit der EEG-Umlage belastet werden.



## Angemessene Bewertung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten bzw. Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer

Die Preise für Strom aus fossilen Kraftwerken (besonders Kohle) sind in Deutschland und Europa niedrig, da sie kaum durch die CO<sub>2</sub>-Zertifikate (CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte) belastet werden, die den Großemittenten kostenlos beziehungsweise sehr preiswert überlassen wurden.

Die konventionelle Stromwirtschaft ließ 2011 zum geplanten Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie verlautbaren, dass die damit einhergehende verstärkte Nutzung fossiler Energieträger die Nachfrage und damit den damaligen Preis der Emissionszertifikate von 17 Euro je Tonne um rund fünf Euro je Tonne erhöhen dürfte<sup>2</sup>. Tatsächlich sank der Preis der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte im April 2013 auf unter 3 Euro je Tonne (siehe Bild 1). Damit ist der Einfluss dieser »Klimaabgabe« auf die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke vernachlässigbar.

Figure 4: EUA and CER prices (2008–2013)

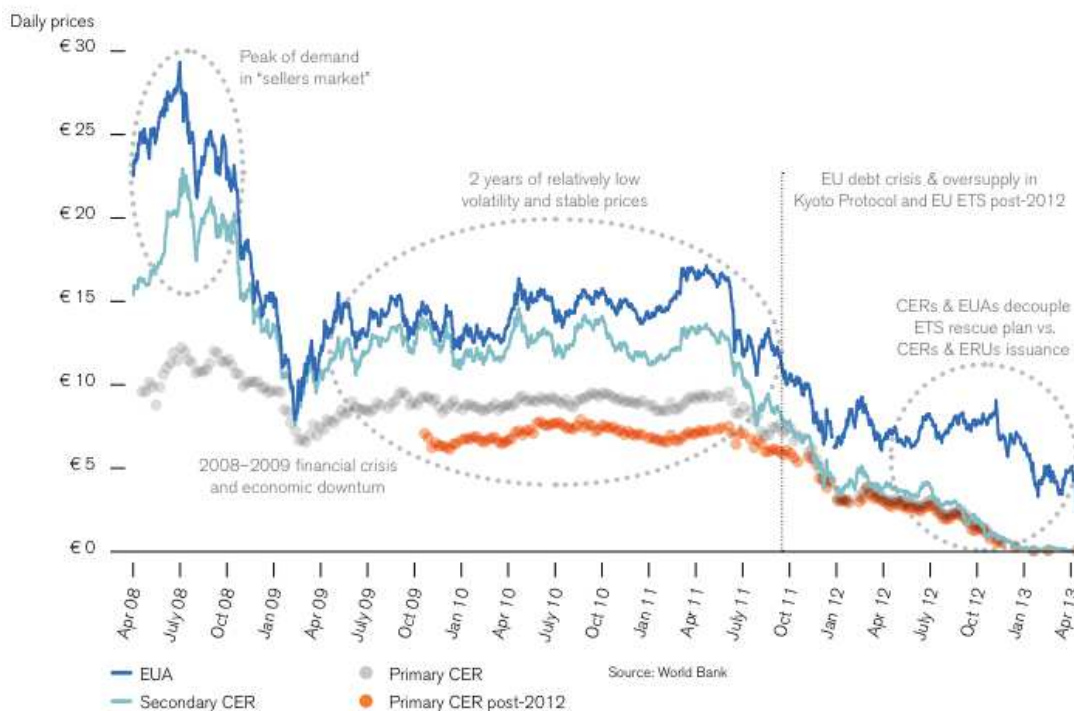


Bild 3: Preisentwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate [World Bank Finds 60 Carbon Pricing Systems in place or in DEVELOPMENT; <http://www.enviroassociates.org.uk/?p=3702>]

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) der vorherigen Bundesregierung hat in Brüssel erfolgreich verhindert, dass entsprechend dem Vorschlag der EU-Kommission, 900 Millionen Zertifikate vom Markt genommen werden, um die Preise steigen zu lassen. Dies muss von der jetzigen Bundesregierung umgehend rückgängig gemacht werden.

Sollte jedoch der CO<sub>2</sub>-Handel dann weiterhin als Instrument versagen, fordert die DGS die Bundesregierung auf, sich für eine angemessene CO<sub>2</sub>-Steuer auf der EU- sowie der nationalen Ebene einzusetzen.

## Kosteneffiziente Energiewende: Höhere Anteile der vergütungssenkenden EE-Technologien

PV- und Onshore-Windkraftanlagen stellen Strom besonders kostengünstig zur Verfügung. Damit wirken sie sich prinzipiell senkend auf die durchschnittliche EEG-Vergütung von Wind, Solar, Biomasse und Wasserkraft aus.

Die derzeit noch recht kostenintensive Strombereitstellung von Offshore-Windkraftanlagen sollte aufgrund systemimmanenter Vorteile ein fester Bestandteil der Energiewende werden. Gleichzeitig muss zur Begrenzung der Umlagekosten in Abhängigkeit von der Erzeugungsmenge ein jährlicher Ausbaukorridor für Offshore-Wind definiert werden.

In diesem Zusammenhang weisen wir auf Unstimmigkeiten im Eckpunktepapier des BMWi vom 21.01.2014 hin. Dort findet sich unter Gliederungspunkt 1. folgende Grafik (Bild 2) zur zukünftigen EEG-Vergütungsstruktur:

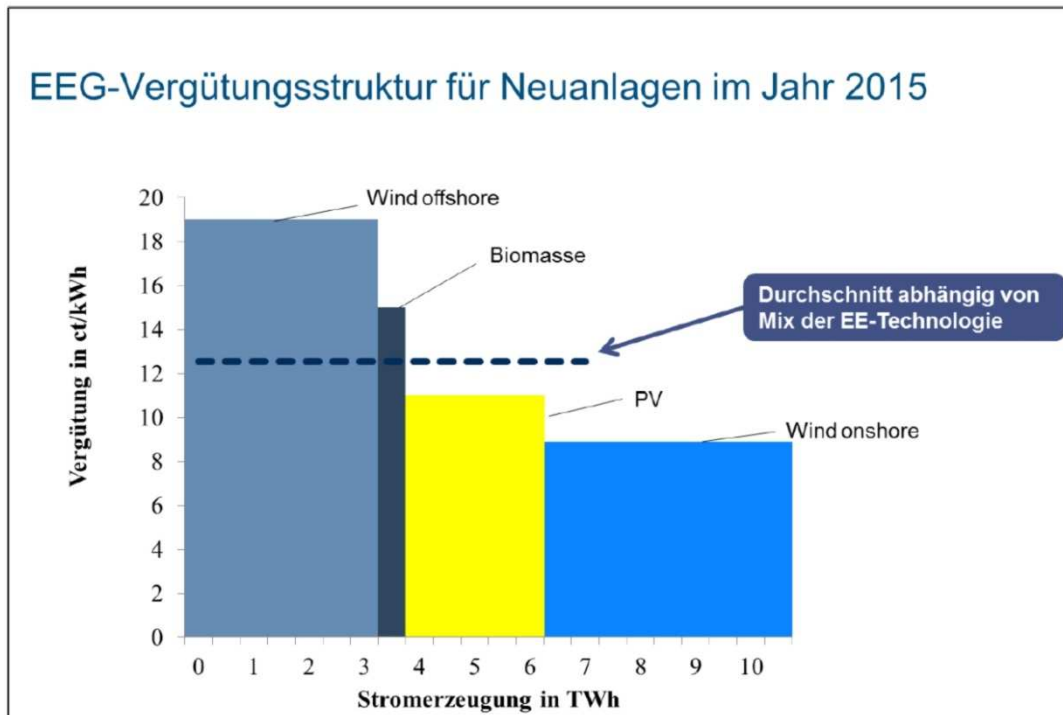


Bild 2: aus dem Eckpunktepapier EEG 2.0

Für die Vergütungsstruktur 2015 geht das BMWi von 2,5 TWh Stromerzeugung durch PV-Anlagen aus. Dies ist nach unserer Ansicht nicht richtig: Prinzipiell werden ab 2014 nur noch 90% der jährlichen Stromerzeugung bei Anlagen über 10 kW Nennleistung nach dem EEG vergütet. Im Kleinanlagensegment unter 100 kW kann von einem durchschnittlichen Eigenverbrauch von mindestens 50% ausgegangen werden. Daraus ergibt sich ein mittlerer Eigenverbrauchsanteil von ca. 30 % über alle Anlagen.

Somit würde sich eine vergütungsrelevante Stromerzeugung durch PV-Anlagen im Jahr 2015 (bei einem mittleren solaren Ertrag von 900 kWh/kWp und einer zugebauten Leistung im Zielkorridor von 2,5 GW) in Höhe von 1,57 TWh ergeben. Dies führt bei dem Übergewicht von OffShore-Wind zu einer Reduzierung von vergütungsrelevanter PV-Stromerzeugung von 1 TWh und damit zu einer Erhöhung der Durchschnittsvergütung.



## **Kosteneffiziente Energiewende: Mechanismen für das Vorhalten von Kapazität**

Neben Kosteneffizienz und Klimaschutz hat die Versorgungssicherheit im künftigen Strommarkt höchste Priorität. In Zeiten mit einem fehlenden Angebot von Strom aus Wind- und Solaranlagen müssen andere Kraftwerke den Strom erzeugen, zumindest solange keine ausreichenden Speichersysteme zur Verfügung stehen.

In der Debatte um das zukünftige Strommarktdesign werden Kapazitätsmechanismen zur Finanzierung von dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung diskutiert. Dabei geht es um eine Vergütung für die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität zur Sicherstellung des erforderlichen bzw. gewünschten Niveaus an Versorgungssicherheit.

Hintergrund für die Annahme zukünftiger nicht ausreichender Kraftwerkskapazitäten ist, dass sich in liberalisierten Strommärkten Neu- und Ersatzinvestitionen in Kraftwerksleistung nicht allein über den Energieverkauf, den sogenannten Energy-only-Markt, refinanzieren lassen. Diese Annahme ist jedoch nicht erwiesen.

Ein funktionierender Energy-only-Markt setzt voraus, dass in Zeiten der Knappheit auch hohe Strompreise akzeptiert werden, damit Kraftwerke mit geringer Volllaststundenzahl genügend Deckungsbeiträge zur Einspielung der Vollkosten erwirtschaften können. Zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten und Missbrauch von Marktmacht kann es jedoch sinnvoll sein, den Preis an der Börse nach oben zu limitieren. Kraftwerksleistung, die nur für Zeiten absoluter Knappheit benötigt wird, muss mit anderen Instrumenten finanziert werden.

In einem Stromsystem der Zukunft, mit einem überwiegenden Anteil der fluktuierenden Quellen Sonne und Wind, verschärft sich dieser Effekt. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes darf nicht zur Subventionierung von konventionellen, kaum regelbaren, Kraftwerken führen, für die es in einem Umfeld hoher fluktuierender Erzeugungsleistung keine sinnvolle Einsatzmöglichkeit mehr gibt, da z.B. hohe Kapitalkosten eine hohe Volllaststundenzahl zur Refinanzierung erfordern. Dies gilt beispielsweise für GuD-Kraftwerke ohne KWK.

Der Strommarkt ist derzeit bestimmt durch Überkapazitäten im Kraftwerkmarkt. Das Abschalten konventioneller Altkraftwerke führt zunächst zu keiner Knappheit an Kraftwerkskapazität. Lediglich aus netztechnischen Gründen wird der vorübergehende Erhalt von unwirtschaftlich gewordenen Kraftwerken gerechtfertigt. Grundsätzlich sind Kapazitätsmechanismen keine Neuheit. Der Regelenergiemarkt in Form der Primärregelung, Sekunden- und Minutenreserve basiert auf der Ausschreibung von vorgehaltener Kraftwerksleistung (in positiver sowie negativer Richtung) durch die Übertragungsnetzbetreiber.

## Modifizierung des Minutenreservemarktes zu einem Systemreservemarkt

Statt der Einführung neuer Kapazitätsmärkte sollten die bestehenden erprobten Mechanismen wie die Minutenreserve genutzt und ggf. erweitert werden.

Die DGS unterstützt das Konzept eines Kapazitätsmarktes in Form eines erweiterten Minutenreservemarktes. Dieser transparente, gemeinsame Markt für Kapazitäten sorgt für einen starken Wettbewerb zwischen den Anbietern und integriert dabei bisherige Mechanismen (wie Winterreserve und abschaltbare Lasten). Einheitliche Flexibilitäts-Anforderungen sorgen für eine große Akteursvielfalt. Dabei sind Maßnahmen des Lastmanagements, der Einsatz von Speichern sowie Kraftwerkskapazität gleichberechtigt zu berücksichtigen. Die ersteigerte Systemreservekapazität kann von den Übertragungsnetzbetreibern je nach Bedarf flexibel in Form von Minutenreserve am DayAhead- und Intraday-Markt sowie für netzstützende Maßnahmen (Redispatch usw.) eingesetzt werden. Außerdem kann die Verteilung der ersteigerten Kapazitäten dabei regional gesteuert werden. Die auszuschreibende Leistung wird von Jahr zu Jahr gesteigert<sup>3</sup>. Zitat: „*Ein effizienter Kapazitätsmarkt sollte also kostengünstig, Investitionsanreize setzend, marktorientiert, diskriminierungsfrei und transparent sein. Was bisher übersehen wurde: Einen derartigen Strommarkt gibt es bereits seit einigen Jahren. Der Markt für positive Minutenreserve ist praxiserprobt und erfüllt alle von Mundt aufgestellten Kriterien. Daher ist zu empfehlen, den bestehenden positiven Minutenreservemarkt zu einem Systemreservemarkt zu modifizieren, der sowohl die Bedürfnisse eines Regenergiemarktes befriedigt, als auch die eines Kapazitätsmarktes*“.

## Bezahlbarkeit der Energiewende: Teil der EEG-Umlagekosten zeitlich strecken

Die momentanen Strompreise können entlastet werden, wenn ein Teil der EEG-Umlagekosten mittels eines kreditfinanzierten KfW-Fonds gedeckt würde. Zukünftige Generationen werden von den günstigeren Erneuerbaren Energien (Grenzkosten nahe Null) im Vergleich zu den steigenden Kosten der fossilen Stromerzeugung profitieren. Die DGS unterstützt diese Vorschläge, die der jetzige Bundesverkehrsminister Alexander Dobrindt 2012 und die Bayerische Wirtschaftsministerin Ilse Aigner 2013 formuliert haben.

Jörg Sutter, Vizepräsident  
für das DGS-Präsidium und den Fachausschuss PV der DGS

Kontakt:

### Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS e.V.)

Wrangelstr. 100                      Tel    +49 (0)30 / 293812-60  
10997 Berlin                        Fax    +49 (0)30 / 293812-61

Email [info@dgs.de](mailto:info@dgs.de)

[www.dgs.de](http://www.dgs.de)

---

<sup>1</sup> [www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG\\_2.0/EEG20\\_ms-final.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_2.0/EEG20_ms-final.pdf)

<sup>2</sup> Harvey, F.: Germany's nuclear phase-out will cause UK emissions to fall, report says. The Guardian, 22. Juni 2011: [www.guardian.co.uk](http://www.guardian.co.uk)

<sup>3</sup> siehe Jochen Schwill und Hendrik Sämisch, Next Kraftwerke GmbH, Köln: [www.next-kraftwerke.de/energie-blog/ausgestaltung-kapazitatsmarkt](http://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/ausgestaltung-kapazitatsmarkt)