

**Deutscher Bundestag**  
Ausschuss f. Umwelt,  
Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache  
17(16)272-K

Öffentliche Anhörung - 08.06.2011

07.06.2011

Wenn unzustellbar zurück an Postadresse:

BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Stralauer Platz 34, 10243 Berlin

Deutscher Bundestag  
An die Mitglieder des Ausschusses für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

11011 Berlin



**BSW - Bundesverband  
Solarwirtschaft e.V.**

Energieforum  
Stralauer Platz 34  
10243 Berlin  
Tel. 030 / 29 777 88 34  
Fax 030 / 29 777 88 99  
brohm@bsw-solar.de  
www.solarwirtschaft.de

**Stellungnahme des BSW-Solar zum „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ (EEG 2012) vom 6. Juni 2011**

Berlin, 7. Juni 2011

Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

anbei finden Sie die Stellungnahme des BSW-Solar zum Regierungsentwurf eines „Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ vom 6. Juni 2011 für die Anhörung des Deutschen Bundestages am 8. Juni 2011

Aufgrund der außerordentlich kurzen Frist für die Stellungnahme erlauben wir uns an dieser Stelle nur zu den wichtigsten Regelungsvorschlägen zur Änderung der Solarstromförderung Stellung zu nehmen. Darüber hinaus verweisen wir auf das angehängte Positionspapier des BSW-Solar zur EEG-Novelle 2012 sowie auf die Stellungnahme des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE).

Mit freundlichen Grüßen

Carsten Körnig  
Hauptgeschäftsführer

**Vorstand**

1. Vorsitzender  
Günther Cramer
2. Vorsitzender  
Helmut Jäger

weitere Vorstandsmitglieder:

Dr.-Ing. E.h. Frank H. Asbeck  
Holger von Hebel  
Klaus-Bernhard Hofmann  
Michael Schäfer  
Rudolf Sonnemann  
Andreas Wagner  
Matthias Willenbacher

**Hauptgeschäftsführer**

Carsten Körnig

**Geschäftsführer**

Jörg Mayer

**Bankverbindungen**

Commerzbank AG  
BLZ 100 800 00  
Konto 994 071 600  
IBAN DE49 1008 00000994  
0716 00  
BIC DRESDEBB

Deutsche Bank  
BLZ 100 700 00  
Konto 620 72 52  
IBAN: DE 14 100700000  
620725200  
SWIFT: DEUTDEBXXX

Vereinsregister Berlin  
VR 25910 B  
DE 248395525

Anlage 1: Stellungnahme BSW-Solar zum EEG-Regierungsentwurf  
Anlage 2: Positionspapier BSW-Solar zur EEG Novelle 2012

## Stellungnahme des BSW-Solar zum Regierungsentwurf für ein „Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ (EEG 2012) vom 6. Juni 2011



BSW - Bundesverband  
Solarwirtschaft e.V.

Ziel der qualitativen Weiterentwicklung der EEG-Förderung für Photovoltaik sollte die Stärkung der Fördereffizienz sowie der Netzintegration von Solarstromanlagen sein. Mit der am Marktwachstum orientierten Anhebung der jährlichen Degression der PV-Vergütung auf bis zu 24 Prozent im Rahmen der letzten beiden außerordentlichen EEG-Novellen ist eine Grundlage geschaffen worden, um den weiteren moderaten Ausbau der Photovoltaik zu gewährleisten, die EEG-Umlage auf ein für die Verbraucher akzeptables Maß zu stabilisieren und der Branche für die nächsten Jahre Investitionssicherheit zu geben.

Die letzten, gerade erst im Mai 2011 in Kraft getretenen, sehr ambitionierten Degressionsvorgaben sollten im Markt wirken können und im Rahmen der EEG-Novelle 2012 unverändert fortgeführt werden. Nur so kann die notwendige Verstetigung des weiteren Photovoltaik-Ausbaus auf 3 bis 5 Gigawatt pro Jahr gelingen und der Branche eine Grundlage für weitere Investitionen am Standort Deutschland gesichert werden. Die rückläufige Marktentwicklung dieses Jahres bestärkt uns in der Überzeugung, dass der PV-Markt durch die Absenkung der Förderung um mehr als 40 Prozent in den letzten 1 1/2 Jahren auf die auch von der Bundesregierung gewünschte Größenordnung einschwingen wird und der „atmende“ Degressionsmechanismus wirkt.

Im Rahmen unseres mit Roland Berger und Prognos entwickelten „Wegweisers Solarwirtschaft - PV Roadmap“ haben wir aufgezeigt, dass mit einem solchen, auch gegenüber dem aktuellen Leitszenario der Bundesregierung ambitionierteren Ausbau auf 50 bis 70 Gigawatt bis 2020 ein volkswirtschaftlich verträglicher und energiewirtschaftlich sinnvoller Beitrag der Photovoltaik zum Umbau der Energieversorgung gelingen kann. Durch den bestehenden Korridor und atmenden Degressionsmechanismus wird bei einem Zubaupfad von 3-5 GW p.a. der PV-Anteil an der EEG-Umlage rund 2ct/kWh nicht überschreiten.

**Wir begrüßen daher ausdrücklich, dass der EEG-Regierungsentwurf den erfolgreichen, flexiblen Marktmechanismus fortführt und den Wachstumspfad auf rund 52 GW bis 2020 mit dem bestehenden Degressionskorridor bestätigt.**

Wir möchten auf folgende wichtige Punkte hinweisen, die im Rahmen des anstehenden parlamentarischen Verfahrens berücksichtigt werden sollten:

### Vergütungsmechanismus fortführen - Investitionssicherheit gewährleisten

- **§20a: Fortführung der halbjährigen Degression**

**Wir begrüßen die Fortführung der** mit dem Europarechtsanpassungsgesetz (EAG) eingeführten **halbjährigen Degression**. Die nun verstetigten halbjährigen Degressionsschritte stellen einen tragfähigen Kompromiss zwischen der angestrebten Verbesserung der unterjährigen Marktbeeinflussung und der Gewährleistung von Planungssicherheit der Marktakteure dar. Eine weitere Verkürzung der Degressionsschritte sollte daher insbesondere mit Blick auf die Belange des Handwerks wie auch der Planer und Projektierer von PV-Großanlagen auf keinen Fall erfolgen.

**Von zentraler Bedeutung für die Branche ist, dass diese ausgesprochen ambitionierten Degressionsvorgaben von bis zu 24 Prozent Vergütungsdegression pro Jahr nicht weiter verschärft und beschleunigt werden. Die atmende Degression sollte mit dem bestehenden Wachstumskorridor beibehalten und von starren, nicht marktorientierten Vergütungsabsenkungen oder gar festen Zubaumengen unbedingt abgesehen werden.**

## Eigenverbrauchsanreiz erweitern statt einschränken



BSW - Bundesverband  
Solarwirtschaft e.V.

- **§ 33 Abs. 2: Eigenverbrauchsvergütung**

Der Eigenverbrauchsanreiz senkt die EEG-Umlage direkt mit jeder selbst verbrauchten Kilowattstunde Solarstrom, fördert die verbrauchsnahe Erzeugung und intelligente Nutzung des wertvollen PV-Spitzenlaststroms und trägt somit zur Netzentlastung bei. Zudem stößt die Eigenverbrauchsregelung schon heute wichtige technologische Entwicklungen am Markt an, die ohne diesen Anreiz erst in einigen Jahren, nach Erreichen der Parität von solaren Erzeugungskosten und Endkundenstromtarifen, in Gang setzen würden (insbesondere IKT-gestützte Verbrauchssteuerung und Energiemanagementsysteme). **Der Eigenverbrauchsanreiz ist somit unverzichtbar, um Solarstrom möglichst schnell in die Wettbewerbsfähigkeit zu führen und die Fördereffizienz zu erhöhen.**

Eine bessere **Einbeziehung größerer und gewerblich betriebener Anlagen** würde eine stärkere Wirkung bei Lastverschiebungen und damit bei der Netzentlastung entfalten können als allein bei Kleinanlagen. In unserer „PV-Roadmap“ haben wir unter der Prämisse einer Einbeziehung von Großanlagen ermittelt, **dass dadurch die EEG-Differenzkosten jedes Jahr um bis zu 300 Mio. Euro reduziert werden können.** Mit vergleichsweise wenigen Anlagen würde hier ein im Verhältnis deutlich größeres Lastmanagement-Potenzial erschlossen.

### Vorschlag:

Die derzeitige Regelung mit einer zusätzlichen höheren Anreizstufe bei Überschreiten von 30% Eigenverbrauchsanteil sollte beibehalten werden, um einen wirksamen Anreiz für Investitionen in intelligente Steuerungs- und Speichertechnologie zu setzen.

Der BSW schlägt darüber hinaus für die Nutzung der Eigenverbrauchsregelung eine generelle Öffnung für alle Anlagengrößen vor. Darüber hinaus sollte, um die Potenziale gerade bei gewerblichen Anlagen auf größeren Dächern zu erschließen, ein zusätzlicher Eigenverbrauchstarif für gewerbliche Anlagenbetreiber und Sondervertragskunden eingeführt werden. Für gewerbliche Verbraucher ergibt sich heute größtenteils kein Vorteil der Eigenstromnutzung, da sie geringere Stromtarife zahlen, dies gilt auch für viele Sondervertragskunden.

Eine Möglichkeit, hier ohne finanziellen Mehraufwand einen Anreiz zu setzen, wäre die Einführung einer um 2 Cent erhöhten Eigenstromvergütung für Betreiber/Verbraucher mit einem höheren Stromverbrauch (bspw. über 5.000 kWh). Auf diese Weise könnte über eine Weiterentwicklung des Eigenverbrauchs eine zusätzliche Senkung der EEG-Differenzkosten erreicht werden. Zudem würde eine marktnahe Technologieentwicklung für Speicher und Lastmanagement-Systeme zusätzlich angestoßen. Die Abzugsbeträge nach § 33 Abs. 2 RegE müssten daher für diese Anlagen jeweils um 2 ct/kWh reduziert werden.

Der Anreiz sollte zudem den Stromverbrauch des erweiterten nachbarschaftlichen Umfeldes um eine Anlage herum besser einbeziehen, um den Optimierungsspielraum für die einzelne PV-Erzeugungsanlage zu erhöhen. Hierfür könnte beispielsweise der eingrenzende Begriff in „~~unmittelbarer~~“ räumlicher Nähe (§ 33 Abs. 2 Satz 1 RegE) gestrichen werden. Die im Entwurf erfolgte Klarstellung, dass der von Dritten genutzte Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet werden darf, stellt ausreichend sicher, dass der Solarstrom nur in begrenzten räumlichen Zusammenhängen genutzt werden kann.

## Potenziale der kostengünstigen Freiflächen-Photovoltaik erschließen

- **§ 32 Abs. 2: Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von Solaranlagen auf Konversionsflächen**

**Freiflächen-Solarparks** leisten einen wertvollen Beitrag zu einer dezentralen und klimaschonenden Stromversorgung. Mit derzeit rund 21 ct/kWh EEG-Vergütung und der Perspektive, innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahre das Niveau von Offshore-Windstrom zu erreichen, stellen sie zudem eine sehr **kostengünstige Form der Solarstromerzeugung** dar.

Im EEG-Entwurf ist nun vorgesehen, die Vergütungsfähigkeit von Freiflächen-Solaranlagen weiter zu beschränken, nachdem bereits mit dem **EEG 2010** durch den **Ausschluss der landwirtschaftlichen Flächen** das tragende Segment der Freiflächenphotovoltaik beschnitten wurde. Die Marktentwicklung im Bereich der Konversionsflächen ist derzeit rückläufig und die neu eingeführte Vergütungskategorie der Randflächen an Autobahnen und Schienenwegen hat sich am Markt als weitgehend unpraktikabel und aufgrund zahlreicher Hürden kaum erschließbar erwiesen.

Gerade **im Bereich landwirtschaftlicher Flächen bestehen jedoch große Potenziale für eine kostengünstige, klimafreundliche und ressourcenschonende Solarstromerzeugung**, die einen optimalen Baustein für die derzeit zahlreich in Entwicklung befindlichen regionalen erneuerbaren Versorgungskonzepte darstellt. Selbst bei einer ambitionierten Entwicklung von Solarparks auf Freiflächen, würde bis zum Jahr 2020 ein Flächenbedarf von lediglich max. rund 40.000 ha, also 0,3 Prozent der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands entstehen. Zum Vergleich: Derzeit werden auf rund 650.000 ha Fläche Energiepflanzen angebaut. Der Energieertrag je ha Fläche ist dabei bei keiner Energieform so hoch, wie bei der Photovoltaik.

Von zentraler Bedeutung für die Branche ist dabei die **Stärkung der kommunalen Planungshoheit** bei der Standortvergabe für Solarparks. Die Kommunen sollen über die Bauleitplanung entscheiden können, ob und wo Solarparks errichtet werden sollen.

### Vorschlag:

Die über den im EEG vorgegebenen Weg des Bauleitplanverfahrens sicher gestellte Planungshoheit der Kommunen sollte bei der Standortentscheidung für Solarparks maßgeblich sein. Durch geeignete Instrumente könnte diese Planungshoheit weiter gestärkt werden. Dies würde dann die Flächeneinschränkungen im § 32 EEG verzichtbar machen und diese könnten gestrichen werden.

Viele z.B. landwirtschaftliche Flächen sind ohne Konkurrenz mit anderen Nutzungsarten für die solare Stromerzeugung erschließbar. So sollte im Dialog mit den Interessen der Landwirtschaft auch eine sinnvolle Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen für die Photovoltaik ermöglicht werden. Um ungewünschten lokalen Auswirkungen entgegenzuwirken, könnte z.B. eine Begrenzung der maximal mit Solarstromanlagen bebaubaren Flächen auf z.B. 5 Prozent der jeweiligen kommunalen landwirtschaftlichen Fläche oder eine Begrenzung auf diejenigen Flächen mit den jeweils lokal geringsten Bodenwerten erwogen werden.

Bei Änderungen der vergütungsfähigen Flächen sollten aufgrund der sehr langen Planungszeiträume bei Freiflächen-Solarparks generell ausreichende Übergangsfristen festgelegt werden. Hierzu sollten diejenigen Anlagen vergütungsfähig bleiben, die vor Inkrafttreten der



BSW - Bundesverband  
Solarwirtschaft e.V.

Änderung (also bis zum 31.12.2011) einen Aufstellungsbeschluss zum Bebauungsplan vorweisen können.

Der vergütungsfähige Korridor für Anlagen an Autobahnen und Schienenwegen sollte mindestens auf 250 Meter ausgeweitet werden (§ 32 Abs. 1 Nr. 3c).



BSW - Bundesverband  
Solarwirtschaft e.V.

### Netzintegration von Solarstromanlagen verbessern - Ausweitung des Einspeisemanagements mit Augenmaß

- **§ 6 i.V.m §§ 11,12 und 66 Abs. 1 Nr. 1 und 2 : Technische Vorgaben und Einspeisemanagement**

Die Branche steht zu ihrer Systemverantwortung und unterstützt ausdrücklich die Einbindung von PV-Anlagen im **Größenbereich ab 100 kWp Leistung** in das Einspeisemanagement nach § 6 i.V.m §§ 11,12 EEG. Aufgrund der Entscheidung der Clearingstelle EEG (Hinweis 2009/14) können diese Anlagen derzeit nicht in das Einspeisemanagement eingebunden werden. Die im Referentenentwurf vorgesehene Klarstellung gemäß § 6 Abs. 3 RegE wird von der Branche daher voll unterstützt. Die Übergangsfrist bis zum 1.7.2012 für die Nachrüstung bestehender Anlagen größer 100 kWp Leistung (§ 66 Abs. 1 Nr.1) ist angemessen, da davon auszugehen ist, dass ein großer Teil dieser Anlagen aufgrund er seit dem EEG 2009 geltenden Bestimmungen bereits über entsprechende technische Einrichtungen verfügt.

Die im Referentenentwurf darüber hinaus vorgesehene **Erweiterung des Einspeisemanagements auch auf Kleinanlagen** - insbesondere mit der **geplanten Anlagennachrüstung** - sowie die Einführung einer **starken Leistungskappung** bei Anlagen bis 30 kWp Leistung ist aus Branchensicht **sachlich nicht geboten und greift teilweise erheblich in den Bestandsschutz der Anlagenbetreiber ein.**

Die **Nachrüstung von Bestandsanlagen im Größenbereich 30 bis 100 kWp**, die nach dem 31.12.2008 in Betrieb genommen wurden (§ 66 Abs. 1 Nr. 2) bedeutet für Anlagenbetreiber nicht kompensierbare Zusatzinvestitionen von mindestens 2.000 Euro je Anlage, bei vielen Anlagen können die Kosten noch deutlich höher liegen. **Von der Nachrüstung im Zeitraum 2012 bis 2014 wären bundesweit schätzungsweise 75.000 Anlagen betroffen.**

Für **Anlagen kleiner 30 kWp Leistung** ist bei Neuinstallation ab 2012 optional zum beschriebenen Einspeisemanagement eine **starre Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 Prozent der Anlagenleistung** am Netzverknüpfungspunkt vorgesehen. Bei diesen Kleinanlagen - im kommenden Jahr kann in diesem Anlagensegment mit deutlich mehr als 100.000 Neuanlagen gerechnet werden - kann eine solche starre Leistungskappung zu **Ertragsverlusten von 3 bis 8 Prozent** führen. Eine starre Vorgabe für die Dimensionierung von Anlagen- (Modul-) und Wechselrichterleistung ist darüber hinaus technisch nicht sinnvoll. Die für das Einspeisemanagement erforderlichen Zusatzinvestitionen entsprechen bei einer 5 kWp Solarstromanlage, wie sie typischer Weise auf einem Eigenheim errichtet wird, einem Mehraufwand in Höhe eines ganzen Jahresertrags der Anlage.

#### Vorschlag:

**Auf eine verpflichtende Einführung des Einspeisemanagements bei Anlagen kleiner 100 kWp Leistung sollte verzichtet werden. Eine freiwillige Einbindung dieser Anlagen mit vereinfachten technischen Anforderungen (nur Fernabregelbarkeit gemäß § 6 Abs.1 Nr. 1 RegE), bei der Netzbetreiber und Anlagenbetreiber eine Vereinbarung z.B. mit**

Kostenübernahme der zu installierenden Technik treffen können, wäre alternativ denkbar. Insbesondere bei Kleinanlagen <30 kWp sollte von einer Einbindung in Einspeisemanagement-Maßnahmen oder gar einer starren Leistungskappung abgesehen werden.

Auf eine Nachrüstung von Bestandsanlagen sollte aus Gründen des Bestandsschutzes generell verzichtet werden, es sei denn, sie erfolgt mit einer Kostenkompensation der Anlagenbetreiber.

Generell muss bei Maßnahmen zum Einspeisemanagement die Entschädigungsregelung gemäß § 12 EEG in vollem Umfang gelten. Eine Begrenzung der Kompensation auf 95 Prozent der entgangenen Vergütungen ist nicht begründet. Die Klarstellung bezüglich der gleichrangigen Gültigkeit der Entschädigungsregelung bei Maßnahmen nach §§ 13 und 14 EnWG ist in diesem Zusammenhang zu begrüßen.

Zur Verbesserung der Netzintegration von Solarstromanlagen sollten weitere flankierende Instrumente genutzt werden. Insbesondere die stärkere Nutzung des Eigenverbrauchs kann Erzeugungsspitzen im Netz glätten und somit Netzausbaubedarf verringern. Der breite Einsatz von blindleistungsfähigen Wechselrichtern, die Förderung von dynamischen Ortsnetzstationen (Trafos) sowie die Förderung dezentraler Speicherlösungen z.B. im Rahmen eines 100.000-Speicher-Programms sind weitere Maßnahmen, um die Netzintegration zu befördern.

Wir würden uns freuen, wenn Sie unsere Anregungen abwägen und in den weiteren Beratungen des EEG-Gesetzentwurfs berücksichtigen würden.

Mit freundlichen Grüßen



Carsten Körnig  
Hauptgeschäftsführer

Ergänzende Anlage: BSW-Solar Positionspapier zur EEG-Novelle 2012



BSW - Bundesverband  
Solarwirtschaft e.V.

## Positionspapier zur EEG-Novelle 2012

### Zentrale Forderungen

1. **Beibehaltung des Vorrangs der erneuerbaren Energien** bei Netzanschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms.
2. **Fortführung des** mit dem Europarechtsanpassungsgesetz angepassten **Mindestvergütungssystems** für die Photovoltaik: **Beibehaltung der mengenabhängigen Vergütung** auf Basis des **bestehenden Wachstumskorridors** und der bestehenden **Vergütungsklassen**.
3. **Keine weitere Beschleunigung der Vergütungsdegression** gegenüber dem derzeitigen Vergütungssystem. Die erst im Mai 2011 in Kraft getretenen, sehr ambitionierten Vergütungsvorgaben sollten im Markt wirken können und somit der Branche Planungssicherheit für die nächsten Jahre gesichert werden.
4. **Beibehaltung der halbjährigen Degressionsschritte**, um eine gleichmäßigere und somit marktverträglichere und effizientere Vergütungsrückführung zu erreichen.
5. **Fortführung und Weiterentwicklung der Eigenverbrauchsvergütung** als wichtigem Anreizinstrument für einen schnellen Weg in die Wettbewerbsfähigkeit von Solarstrom. Bessere Einbeziehung von Anlagen auf Gewerbe- und Industriedächern sowie Erweiterung des nachbarschaftlichen Verbrauchs zur Stärkung der Netzentlastung durch Eigenverbrauch.
6. **Ausschöpfen der Potenziale der Photovoltaik für eine kostengünstige und klimafreundliche Solarstromerzeugung auf Freiflächen**. Stärkere Nutzung von Flächen für die kostengünstige Solarstromerzeugung durch Beseitigung der bisherigen Flächenbeschränkungen und Stärkung der kommunalen Entscheidungshoheit. Aufhebung des Ackerflächenverbots im Dialog mit den Interessen der Landwirtschaft.
7. **Einführung eines Regionalfaktors** im Vergütungssystem, um eine gleichmäßigere regionale und örtliche Verteilung der dezentralen Netzentlastungseffekte der Photovoltaik in Deutschland zu erreichen. Differenzierung der Vergütung nach Sonneneinstrahlungszonen.
8. **Förderung dezentraler Speicher** zur Verbesserung der regionalen Netz- und Systemintegration von Solarstrom. Einführung eines 100.000-Speicher-Programms zur Markteinführung integrierter PV-Speicher-Systeme.
9. **Verbesserung der Netzintegration und der Netzsystemdienstleistungsfähigkeit von Solarstromanlagen**, insbesondere durch Bestandsausrüstung zur dynamischen Frequenzhaltung und verbesserte Einbindung von großen Solarstromanlagen in das Einspeisemanagement.
10. **Maßnahmen zur Markt- und Systemintegration** der erneuerbaren Energien. Insbesondere Einführung eines Stetigkeitsanreizes und Weiterentwicklung der Grünstromvermarktung.

## Auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung mit Solarstrom

Dezentral erzeugter Solarstrom liefert wertvollen Spitzenlaststrom, der direkt „vor Ort“ verbraucht werden kann. Schon heute deckt die Solarstromerzeugung die täglichen Bedarfsspitzen in den Netzen und leistete im Jahr 2010 mit rund 12 Terrawattstunden (TWh) schon einen erheblichen Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland – diese Strommenge entspricht dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3,5 Millionen Haushalten. Die Solarstromerzeugung von mehr als 850.000 Photovoltaikanlagen auf deutschen Dächern und Flächen trägt zudem schon heute substantiell zur Senkung der Börsenstrompreise bei (sogenannter „Merit-Order-Effekt“) und hat gleichzeitig im Jahr 2010 schon mehr als 6 Millionen Tonnen klimaschädliches CO<sub>2</sub> eingespart.

Um die Zielsetzung eines beschleunigten Umstiegs auf eine dezentrale und erneuerbare Energieversorgung in Deutschland zu erreichen, ist der weitere Ausbau der Photovoltaik (PV) notwendig. Im Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energie wie auch im EEG-Erfahrungsbericht weist die Bundesregierung der Photovoltaik daher mit einem zu Grunde gelegten weiteren Ausbau auf rund 52 Gigawatt (GW) installierter Leistung bis zum Jahr 2020 neben der Windenergie und der Biomasse einen entscheidenden Beitrag auf dem Weg in ein regeneratives Energiesystem zu.

Mit dem „Wegweiser Solarwirtschaft – PV-Roadmap“ hat der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) einen möglichen Weg für die weitere Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland beschrieben, und dabei aufgezeigt, dass ein Ausbau im Bereich von 50 bis 70 Gigawatt (GW) Solarstromleistung bis 2020 – also rund 3 bis 5 GW Jahresneuinstallation – sowohl energiewirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich sinnvoll ist (siehe [www.solarwirtschaft.de/roadmap](http://www.solarwirtschaft.de/roadmap)). Dezentral erzeugter Solarstrom kann im Jahr 2020 mit einem Anteil von mehr als zehn Prozent zu einer sicheren, sauberen und langfristig kostengünstigen „Vor-Ort-Versorgung“ von Haushalten, Gewerbe und Industrie beitragen.

## Kosten und Nutzen der Photovoltaik – eine positive Bilanz für Deutschland

Die „PV-Roadmap“ belegt, dass auch ein weiterer ambitionierter Ausbau der Photovoltaik auf Basis des heute bestehenden EEG-Förderrahmens zu keiner wesentlichen Steigerung der EEG-Umlage führen wird, da die schnell voranschreitende Kostensenkung der PV-Technologie die Kostensteigerungen durch den ggf. größeren Leistungszubau kompensieren kann. So ist eine Begrenzung des weiteren Anstiegs der PV-bezogenen EEG-Solarstromumlage auf maximal  $2\text{ct/kWh}$  möglich. Gegenüber der heutigen Umlage wäre dies eine weitere Steigerung von lediglich 1,20 Euro pro Monat in einem Durchschnittshaushalt. Mit der weiteren Kostensenkung der Technologie und der Rückführung der Einspeisevergütung wird die Solarstromumlage auf den Strompreis danach wieder absinken.

Schon innerhalb der nächsten zwei Jahre wird die Solarstromvergütung bei Großanlagen und Solarparks die Vergütung von Offshore-Windanlagen unterschreiten und wird im gleichen Zeitraum auch bei Kleinanlagen die Parität mit Verbraucherstrompreisen erreichen. Bei einer weiteren Steigerung der Anteile selbst verbrauchten Solarstroms werden ab dem Jahr 2017 erste Marktsegmente ohne Förderung die volle Wettbewerbsfähigkeit erreichen. Langfristig wird der volkswirtschaftliche Nutzen der Solarstromerzeugung durch Investitionen der Branche in Deutschland, den Aufbau zukunftsfähiger Arbeitsplätze und die Vermeidung von Klimafolgeschäden die Kosten für die Anschubförderung weit



übersteigen: Bis zum Jahr 2030 zeigt die volkswirtschaftliche Bilanz ein Plus von mehr als 55 Milliarden Euro.

Die deutsche Solarwirtschaft hat sich das Ziel gesetzt mit weiteren Investitionen und Anstrengungen zur Kostensenkung und Technologieentwicklung ihren Beitrag zur Erreichung dieser Ziele zu leisten. Um hierfür die notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen, ist insbesondere eine sinnvolle und verlässliche Weiterentwicklung des EEG notwendig.

### Weiterentwicklung der EEG-Solarstromförderung mit der Novelle 2012

Ziel der qualitativen Weiterentwicklung der EEG-Förderung für die Photovoltaik sollte die Stärkung der Fördereffizienz sowie der Netzintegration von Solarstromanlagen sein. Mit der Verabschiedung der vorgezogenen EEG-Vergütungsanpassung im Rahmen des Europarechtsanpassungsgesetzes (EAG) ist eine Grundlage geschaffen worden, um der Branche nun für die nächsten Jahre Planungs- und Investitionssicherheit zu geben. Diese gerade erst im Mai in Kraft getretenen, sehr ambitionierten Degressionsvorgaben sollten daher im Markt wirken können und im Rahmen der EEG-Novelle 2012 unverändert fortgeführt werden. Nur so kann die notwendige Verstärkung des weiteren Photovoltaik-Ausbaus auf 3 bis 5 Gigawatt pro Jahr gelingen und der Branche eine Grundlage für weitere Investitionen am Standort Deutschland gegeben werden. Es ist zu erwarten, dass das jährliche Marktwachstum, das aufgrund von Sondereffekten insbesondere im Jahr 2010 deutlich den EEG-Wachstumskorridor überschritten hat, durch die eingeleiteten EEG-Anpassungen und Vergütungsabsenkungen bereits im Jahr 2011 wieder in Richtung des im EEG definierten Zubaukorridors zurück schwingt.

Um weitere Effizienzpotenziale in der EEG-Solarstromförderung zu erschließen und die Dezentralitäts- und Netzintegrationspotenziale der Photovoltaik weiter zu erschließen, sollte die bestehende Vergütungs- und Degressionssystematik an einigen Stellen qualitativ weiterentwickelt werden:

- **Bewährtes Vergütungsmodell mit Wachstumskorridor, halbjähriger Degression und bestehenden Vergütungsklassen beibehalten:** Die hohen einmaligen Degressionsschritte führten in der Vergangenheit zu starken Nachfrage-Peaks und Vorzieheffekten. Daher wäre eine **Verstärkung der Vergütungsentwicklung** über den Jahresverlauf mit zwei Absenkungsschritten hilfreich. Eine noch stärkere Aufteilung der Degressionsschritte ist aufgrund der marktüblichen Planungszeiträume bei Projektierung und Installation von PV-Anlagen nicht sinnvoll. Die Aufteilung der **Vergütungskategorien** in vier Dachgrößklassen (0-30, 30-100, 100-1.000 und >1.000 kWp) hat sich ebenso **bewährt** wie die positive Differenzierung der Konversionsflächen - mit den dort bestehenden höheren Erschließungskosten - im PV-Freiflächensegment.

**Vorschlag:** Die mit der EAG-Anpassung eingeführte **halbjährige Vergütungsanpassung** sollte beibehalten und auf Basis der jetzt eingeführten Systematik im EEG 2012 fortgeführt werden. Der bestehende Wachstumskorridor für die Basisvergütung von 2.500 bis 3.500 Megawatt Jahresinstallation sollte beibehalten werden. Die **bestehende Vergütungsstruktur** mit vier Dach- und zwei Freiflächenvergütungsklassen hat sich bewährt und entspricht den Kosten- und Preisstrukturen am Markt, sie sollte daher ebenfalls beibehalten werden.

- **Fortführung und Weiterentwicklung des Eigenverbrauchsmodells:** Die Regelung zum Eigenverbrauch ist ein wesentliches Erfolgsinstrument im EEG. Durch eine Fortführung und Weiterentwicklung der Eigenverbrauchsregelung kann die EEG-Umlage zusätzlich um jährlich bis zu 300 Mio. Euro reduziert und die Netzentlastung durch dezentralen „Vor-Ort-Verbrauch“ von selbst

erzeugtem Solarstrom erhöht werden. Gleichzeitig können mit diesem Anreiz wichtige technologische Entwicklungen bei Energiemanagement- und Speichersystemen angestoßen werden. Hier sollte insbesondere eine Erweiterung des Anreizes auf gewerbliche und große Anlagen und eine bessere Einbindung des Stromverbrauchs des erweiterten nachbarschaftlichen Umfeldes um die Anlage herum erfolgen.

**Vorschlag:** Die Regelung sollte insbesondere auf **Großanlagen und gewerbliche Anlagen ausgeweitet werden**. Mit vergleichsweise wenigen Anlagen könnte hier ein großes Lastmanagementpotenzial erschlossen werden. Hierzu sollte ein um 2ct/kWh erhöhter Eigenverbrauchstarif für gewerbliche Anlagenbetreiber mit hohem Stromverbrauch (bspw. über 5.000 kWh, bei gegebener Vorsteuerabzugsfähigkeit des Stromes) eingeführt werden und die bestehende Größenbegrenzung von 500 kWp Leistung aufgehoben werden. Hier könnten auch Freiflächenanlagen einbezogen werden, die z.B. in direkter Angrenzung an ein Gewerbegebiet errichtet werden.

Der Anreiz sollte zudem **den Stromverbrauch des erweiterten nachbarschaftlichen Umfeldes um eine Anlage herum besser einbeziehen**, um den Optimierungsspielraum für die einzelne PV-Erzeugungsanlage zu erhöhen. Hierfür könnte beispielsweise der eingrenzende Begriff in „unmittelbarer“ räumlicher Nähe (§ 33 Abs. 2 Satz 1) gestrichen werden.

Durch die flankierende **Förderung von dezentralen Speichern, etwa in Form eines 100.000-Speicher-Programms** könnte ein kurzfristiger An Schub zur Entwicklung und Markteinführung insbesondere dezentraler Batteriespeicher gesetzt werden. Dies würde die technologische Entwicklung und rasche Kostensenkung bei effizienten Batteriespeichern beschleunigen. Durch die schnellere Verfügbarkeit von dezentralen Speichern könnten die Potenziale des Eigenverbrauchs deutlich schneller und weitreichender ausgeschöpft werden.

- **Ausschöpfen der Potenziale der Photovoltaik für eine kostengünstige und klimafreundliche Solarstromerzeugung auf Freiflächen:** Freiland-Solarparks leisten einen wertvollen Beitrag zu einer dezentralen und klimaschonenden Stromversorgung. Mit derzeit rund 21 ct/kWh EEG-Vergütung und der Perspektive, innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahre das Niveau von Offshore-Windstrom zu erreichen, stellen sie zudem eine sehr kostengünstige Form der Solarstromerzeugung dar. Je nach Marktentwicklung kann die Vergütung auf Basis des geltenden EEG-Degressionsmechanismus schon im kommenden Jahr auf rund 16 ct/kWh absinken und das bei weitgehender Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur. Vor diesem Hintergrund ist die schrittweise Einschränkung der Freiflächenphotovoltaik in den vergangenen EEG-Novellierungen nicht nachvollziehbar. Insbesondere mit der Streichung der Vergütungsfähigkeit von Anlagen auf Ackerflächen ist das bisher wichtigste Segment der Freiflächen-Photovoltaik weggefallen. Die Marktentwicklung im Bereich der Konversionsflächen ist derzeit rückläufig und die neu eingeführte Vergütungskategorie der Randflächen an Autobahnen und Schienenwegen hat sich am Markt als weitgehend unpraktikabel und aufgrund zahlreicher Hürden kaum erschließbar erwiesen. Für die Vermeidung möglicher lokaler Interessenkonflikte bei der Planung von Solarparks bestehen Instrumente und Lösungsmöglichkeiten jenseits von Verbot und striktem Ausschluss, etwa Größenbegrenzungen für Anlagen oder Flächenquoten in den Kommunen oder die Einführung von Planungsleitlinien für die Projektentwicklung.

**Vorschlag:** Die über den im EEG vorgegebenen Weg des Bauleitplanverfahrens sicher gestellte **Planungshoheit der Kommunen** sollte bei der Standortentscheidung für Solarparks maßgeblich sein. Durch geeignete

Instrumente könnte diese Planungshoheit **weiter gestärkt werden**. Dies würde dann die **Flächeneinschränkungen im § 32 Abs. 3 EEG verzichtbar** machen und diese könnten **gestrichen werden**. Viele landwirtschaftliche Flächen sind ohne Konkurrenz mit anderen Nutzungsarten für die solare Stromerzeugung erschließbar. Im Dialog mit den Interessen der Landwirtschaft sollte daher auch eine **sinnvolle Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen** für die Photovoltaik ermöglicht werden. Um ungewünschten lokalen Auswirkungen entgegenzuwirken, könnten z.B. Anlagengrößenbegrenzungen oder Begrenzungen der maximal mit Solarstromanlagen bebaubaren kommunalen Landwirtschaftsflächen erwogen werden.

Eine **weitere Einschränkungen bei der Vergütungsfähigkeit von Konversionsflächen - wie im EEG-Erfahrungsbericht für bestimmte naturschutzfachliche Schutzgebiete vorgeschlagen** - würde eine sachlich nicht gebotene Begrenzung dieses Marktsegments bedeuten. Eine solche Regelung würde faktisch PV-Freiflächenanlagen an solchen Standorten verhindern, auf denen sie naturschutzrechtlich zulässig wären. Das bestehende Naturschutzrecht ist ausreichend, um einen Schutz solcher Flächen zu gewährleisten. Zudem würde eine Chance vertan, die naturschutzfachliche Qualität von Standorten mit kontaminierten Böden (z.B. ehemalige Militärfelder) durch Solarparks aufzuwerten.

Der maximal mögliche **Abstand für Anlagen an Autobahnen und Schienenwegen** ist deutlich zu gering, er **sollte auf mindestens 250 Meter ausgeweitet werden**.

- **Netzintegration durch Regionalfaktor in der Vergütung verbessern:** Die derzeitige regionale Verteilung des PV-Ausbaus ist sehr ungleich. Der Schwerpunkt der Installation von neuen Solarstromanlagen liegt in Süd- und Südwestdeutschland, vor allem aufgrund der hier höheren Solareinstrahlung und der damit verbundenen höheren Erträge der Solarstromanlagen. In Norddeutschland sind deutlich weniger Installationen zu verzeichnen. Dies führt dazu, dass die Auslastung der Verteilnetze in vielen süddeutschen Regionen deutlich höher ist, was sich bei einem weiterhin ungleich verteilten PV-Ausbau noch verstärken würde. Aus diesem Grund wäre ein steuernder Regionalfaktor in der Vergütung, der im Sinne des Prinzips der kostendeckenden Vergütung die Betreibererträge bundesweit angleichen würde, sinnvoll, um eine gleichmäßigere Netzauslastung zu erreichen. Letztlich würden somit insbesondere in den Verteilnetzen im Süden Deutschlands Kosten für Netzausbau und Netzoptimierung eingespart.

**Vorschlag:** Durch Einführung eines Regionalfaktors in der Vergütung - z.B. in Form von aufkommensneutralen Vergütungsauf- und -abschlägen differenziert nach der Solareinstrahlung in drei „Sonnenregionen“ - kann ein Anreiz für einen regional gleichmäßigeren PV-Ausbau gesetzt werden. Die Zuordnung zu den jeweiligen „Sonnenregionen“ könnte feinteilig über Postleitzahlengebiete erfolgen.

- **Förderung dezentraler Speicher zur Verbesserung der Netz- und Systemintegration von Solarstrom:** Um die Potenziale für Netzentlastung und optimale dezentrale Nutzung des vor Ort erzeugten Solarstroms zu erschließen, sollte die Entwicklung dezentraler Speicher gefördert werden. Die Investition z.B. in ein eigenes Batteriesystem zur Zwischenspeicherung von selbst erzeugtem Solarstrom rechnet sich zurzeit noch nicht und wird daher bisher nur von PV-Anlagenbetreibern getätigt, die aus Überzeugung einen maximalen Anteil ihres Strombedarfes mit solarem Eigenstrom decken wollen. Insbesondere fehlt es mangels Rentabilität an Finanzierungen durch Hausbanken. Langfristig steht die Wirtschaftlichkeit allerdings außer Frage, da

die Batteriepreise rapide sinken und gleichzeitig die Preise für den vermiedenen Netzstrom steigen.

**Vorschlag:** Ähnlich wie bei der Markteinführung der Photovoltaik selbst, könnte durch ein **100.000-Speicher-Programm** eine schnelle Kostenreduzierung von dezentralen Speichertechnologien erreicht werden. Eine solche Förderung wäre also auch außerhalb des EEG möglich und würde die EEG-Instrumente zur Markt- und Systemintegration von Solarstrom - wie etwa den Eigenverbrauch - zusätzlich flankieren.

- **Verbesserung der Netzintegration und der Systemdienstleistungsfähigkeit von Solarstromanlagen:** Die Netzintegration von 50 bis 70 Gigawatt Solarstromleistung bis 2020 stellt sowohl Anlagentechnik als auch Netzbetrieb vor Herausforderungen. Die Solarbranche steht zu ihrer Systemverantwortung und entwickelt technische Lösungen, die eine immer bessere Netzstabilisierung durch Solarstromeinspeisung ermöglichen. Mit dem Instrument des **Einspeisemanagements** (§ 11 i.V.m § 12 EEG) besteht für Anlagen ab 100 kWp Leistung die Möglichkeit für Netzbetreiber, in Situationen von Netzengpässen ausnahmsweise EEG-Anlagen zeitlich begrenzt abzuregulieren. Die Anlagenbetreiber werden für die entgangenen Vergütungen entschädigt. Dies ist grundsätzlich sinnvoll, um in Ausnahmesituationen und bei nicht schnell genug voranschreitendem Netzausbau Kapazitätsengpässe im Netz überwinden zu können. Aufgrund einer aktuellen Entscheidung der Clearingstelle EEG (Hinweis 2009/14) werden PV-Anlagen derzeit jedoch nicht in das Einspeisemanagement eingebunden. Dies sollte für PV-Anlagen ab 100 kWp Leistung im Rahmen des EEG 2012 klargestellt werden.

Für eine Einbindung kleinerer Anlagen in das Einspeisemanagement ist derzeit noch keine ausreichende Notwendigkeit erkennbar, viele Netzbetreiber nutzen dieses Instrument bei Kleinanlagen aufgrund des höheren administrativen Aufwands nicht. Um jedoch Erfahrungen mit der Regelung von Kleinanlagen zu sammeln, könnte ein Einspeisemanagement auf Basis freiwilliger Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber mit vereinfachten technischen Anforderungen auch für Anlagen ab 30 kWp Leistung eingeführt werden. Bei einer Ausweitung des Einspeisemanagements auf Anlagen kleiner 100 kWp sollten generell nur vereinfachte technische Anforderungen gelten (ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung gemäß § 6 Nr. 1a EEG), da in diesem Anlagenbereich die notwendigen Zusatzinvestitionen in aufwändige Datenauslesetechnik wie etwa Lastgangzähler besonders stark die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beschränken würden.

Eine starre Wirkleistungsregelung - wie im EEG-Erfahrungsbericht für Anlagen kleiner 30 kWp vorgeschlagen - ist insbesondere aufgrund des damit verbundenen Eingriffs in die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs problematisch. Durch intelligente Maßnahmen Anlagen- wie Netzseitig (z.B. durch den Einsatz blindleistungsfähiger Wechselrichter und dynamischer Ortsnetzstationen) sowie die schnelle Einführung dezentraler Speicher kann die Netzintegration von Solarstrom gelingen, ohne solche starren Vorgaben für die technische Anlagenkonstellation vorzugeben. Mit dem Vorschlag eines 100.000-Speicher-Programms könnte eine schnelle Kostensenkung und Markteinführung von dezentralen Speichern und Batterien zudem befördert werden.

- **Vorschlag:** Solarstromanlagen größer 100kWp Leistung sollten in das Einspeisemanagement nach § 6 i.V.m §§ 11,12 EEG eingebunden werden. Hierzu sollte für die Vorgabe der technischen Voraussetzungen in § 6 EEG eine Anlagenzusammenfassung analog zur Regelung in § 19 Abs. 1 EEG erfolgen (Anlagenzusammenfassung zur Ermittlung der Vergütungshöhe). Neu

installierte Anlagen ab 30 kWp Leistung könnten auf Basis einer optionalen Lösung (freiwillige Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber) mit vereinfachten technischen Anforderungen gemäß § 6 Nr. 1 lit. a EEG in das Einspeisemanagement eingebunden werden. Eine Einbindung von Bestandsanlagen kleiner 100 kWp Leistung in das Einspeisemanagement ist ein Eingriff in den Bestandsschutz der Anlagenbetreiber und daher problematisch, zumal eine netztechnische Notwendigkeit hier nicht ausreichend erkennbar ist. Mit der Weiterentwicklung der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der PV-Anlagentechnik können perspektivisch kostengünstige Lösungen für die Einbindung von PV-Kleinanlagen in das Einspeisemanagement entwickelt werden, dann können auch Kleinanlagen mit vertretbarem Aufwand für Anlagen- und Netzbetreiber in Einspeisemanagementsysteme eingebunden werden.

- **Versorgungssicherheit und Netzstabilität durch intelligente Solartechnik:** Photovoltaikanlagen tragen schon heute umfangreich zur Stabilisierung und Stützung der Netze bei. Intelligente Wechselrichter-Technik unterstützt die Betreiber von Stromnetzen bei der Spannungshaltung und der täglichen Gewährleistung einer sicheren und verlässlichen Versorgung der Stromkunden. Mit dem schnell anwachsenden Anteil von fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Stromerzeugern wie Windkraft- und Solaranlagen haben sich die Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb jedoch schnell gewandelt und nicht alle technischen Vorgaben, die seitens der Netzbetreiber für den Anschluss und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen definiert wurden, sind heute noch zeitgemäß.

So war zum Beispiel entsprechend der geltenden Netzanschluss-Richtlinien jahrzehntelang vorgeschrieben, dass sich Erzeugungsanlagen bei Überschreitung einer Netzfrequenz von 50,2 Hz selbständig vom Netz trennen. Diese „starre“ Abschaltgrenze stammt aus einer Zeit, als nur wenige Solarstromanlagen am Netz waren. Inzwischen ist die installierte Leistung am Niederspannungsnetz erheblich gestiegen. Photovoltaik muss daher aktiv in das Netzmanagement einbezogen werden. Diese bisherigen Randbedingungen sind insbesondere ungeeignet, um bei einem schnell eintretenden Frequenzanstieg - z.B. in der Folge eines größeren Störfalls im Netz - die installierte Photovoltaik-Leistung kontrolliert vom Netz nehmen oder kontrolliert wieder zuschalten zu können. Um schon heute den neuen Anforderungen im Netz gerecht zu werden, rüstet die Solarbranche im Rahmen einer freiwilligen Selbstverpflichtung neue Solarwechselrichter mit angepassten technischen Einstellungen aus. Mit Inkrafttreten neuer Netzanschlussrichtlinien bis Anfang 2012 werden für alle Neuanlagen entsprechende Regelungen gelten. Es wird jedoch auch notwendig sein, bestehende Solarstromanlagen, die technisch noch nicht auf das **heute notwendige dynamische Frequenzverhalten** ausgelegt sind, nachzurüsten. Hierzu werden derzeit im Rahmen einer gemeinsamen Arbeitsgruppe von Bundesumweltministerium, Bundeswirtschaftsministerium, Netzbetreibern und Solarbranche Leitlinien und technische Anforderungen erarbeitet. Bei der Nachrüstung von Solarstromanlagen muss Bestandsschutz für Anlagenbetreiber gelten, die zum Zeitpunkt der Errichtung der Anlagen die damals geltenden technischen Anforderungen berücksichtigt haben.

- **Maßnahmen zur Markt- und Systemintegration der Photovoltaik:** Die Markt- und Systemintegration von Solarstrom sollte kurz- und mittelfristig durch die **Stärkung von Eigenverbrauchsmodellen** sowie durch **Anreize für eine bedarfsgerechte Kombination von Solarstrom mit anderen erneuerbaren Erzeugern und mit Speichern** gefördert werden. Eine flankierende Förderung von dezentralen Speichern kann dabei die Integration von Solarstromanlagen

und Solarparks in lokale und regionale Kombikraftwerke zusätzlich beschleunigen.

Ein geeignetes Modell, um diese bedarfsgerechte, also an den Erfordernissen des jeweiligen Netzgebietes ausgerichtete Systemintegration von Regenerativstrom zu erreichen, ist ein **Stetigkeitsanreiz**, wie er z.B. in Form des Kombikraftwerksbonus vom IWES (ehemals ISET) erarbeitet wurde. Das Modell kann nach Verbesserungen im Detail (vergleiche z.B. Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. aus dem April 2009) im Rahmen der im EEG enthaltenen Verordnungsermächtigung schnellstmöglich eingebracht werden. Im Rahmen eines solchen Kombikraftwerksbonus können auch Solarstromanlagen in virtuelle Kraftwerke aus verschiedenen erneuerbaren Erzeugern und Speichern integriert werden. Mit einem solchen Stetigkeitsbonus ist das Ziel einer bedarfsgerechten Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien effektiver und kostengünstiger zu erreichen als mit einem Marktprämienmodell.

Durch weiter sinkende Gestehungskosten könnte jedoch Solarstrom insbesondere aus Groß- und Freiflächenanlagen mittelfristig auch mit **Direktvermarktungsinstrumenten** wie dem **Grünstromprivileg** nach § 37 EEG vermarktet werden.

**Vorschlag:** Durch Einführung eines Stetigkeitsbonus, der direkt Anreize für eine bedarfsorientierte Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Strom setzt, könnte eine verbesserte Markt- und Systemintegration regenerativ erzeugten Stroms gelingen. Darüber hinaus könnte eine Anpassung des Grünstromprivilegs sinnvoll sein, die Anreize zur Bildung intelligenter Portfolios aus unterschiedlichen erneuerbaren Energien Anlagen mit dem Ziel einer bedarfsgerechten Erzeugung setzt.

An dieser Stelle sei auf das „Maßnahmenpaket zur System- und Marktintegration Erneuerbarer Energien“ des Bundesverband Erneuerbare Energie (09/2011) hingewiesen ([www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)).

Darüber hinaus gilt es, die Markt- und Systemintegration von Solarstrom durch die Stärkung von Eigenverbrauchsmodellen und die Förderung dezentraler Speicher mit den genannten Instrumenten und Maßnahmen zu befördern.

**Kontakt:**

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.  
Stralauer Platz 34  
10243 Berlin

Rainer Brohm  
Bereichsleiter Politik und Internationales  
Tel. 030 29 777 88 34  
Fax 030 29 777 88 99  
Email: [brohm@bsw-solar.de](mailto:brohm@bsw-solar.de)