

## **Antworten auf die Fragen des Fragenkatalogs der Fraktionen**

**CDU/CSU, SPD, FDP, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**  
(Stand: 29. März 2010)

**Im Rahmen der Öffentlichen Anhörung des Deutschen Bundestages -  
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - zum  
Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP (Entwurf eines  
Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz).**

<p><b>Deutscher Bundestag</b> Ausschuss f. Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit</p> <p>Ausschussdrucksache 17(16)56(D)</p> <p>Öffentliche Anhörung - 21.04.2010</p> <p>19.04.2010</p>
---

**Sachverständiger:**

**Philippe Welter**  
**PHOTON Europe GmbH**

**Anlagen:**  
**- Positionspapier PHOTON**  
**- Thesenpapier Eigenverbrauch**

## I. Allgemeine Fragen

### A. Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

**1) Welche Vergütungsabsenkung erscheint aus Ihrer Sicht für die einheimische Industrie tragbar?**

Eine Einmalabsenkung von 20 Prozent erscheint aufgrund der gefallenen Produktionskosten und der aktuellen Anlagenpreise als angemessen. Darüber hinaus sollte die jährliche Absenkung bei 10 Prozent liegen.

**2) In welchen Bereichen war die deutsche Photovoltaikindustrie in den letzten Jahren besonders innovativ und wie könnte die Innovationsfähigkeit zusätzlich gesteigert werden?**

Vor allem der deutsche Maschinen- und Anlagenbau gilt in Bezug auf Produktionsmittel für die Photovoltaik als weltweit führend. Die deutschen Anlagenbauer liefern Produktionsanlagen in alle Welt, mit denen dort Hersteller von Solarmodulen die höchsten Wirkungsgrade zu den geringsten Kosten realisieren können.

Demgegenüber sind einige deutsche Hersteller von Solarzellen und Solarmodulen im weltweiten Vergleich in Bezug auf Wirkungsgrad und Kosten vor allem gegenüber der asiatischen Konkurrenz, wegen des zu geringen Kapazitätsausbaus der letzten Jahre in Deutschland (es konnte nicht einmal die heimische Nachfrage befriedigt werden) und damit verbunden des zu alten Maschinenparks, ins Hintertreffen geraten.

Das Installationshandwerk ist in Deutschland sehr effizient und errichtet PV-Anlagen in Deutschland günstiger als Handwerker anderswo auf der Welt.

Die Erfahrung zeigt, dass Innovation nur dort stattfindet, wo Kostendruck herrscht. Ohne Kostendruck ist - sofern die Nachfrage es zulässt - die Ausweitung der Produktion auf bestehendem technologischem Niveau die bessere Methode, mehr Geld zu verdienen. In so fern ist der beste Innovationsmotor die Vermeidung von träge machenden Überrenditen durch zu hohe Einspeisevergütungen, bei gleichzeitiger Aussicht auf steigende Absatzvolumina.

**3) Was sollte getan werden, um die technologische Leistungsfähigkeit der deutschen Solarwirtschaft zu verbessern?**

Wie unter 2) dargelegt ist ein konstanter Kostendruck der beste Antrieb für technische Innovation. Darüber hinaus sollte die Politik die finanziellen und organisatorischen Rahmenbedingungen für bestmögliche Grundlagenforschung im Bereich der solaren Stromerzeugung schaffen. Die aktuelle Forschungsförderung ist nicht ansatzweise ausreichend.

**4) Wie beurteilen Sie die RWI-Studie zu den Kosten der Photovoltaik sowie weitere in den Medien aufgeführten hohe Abschätzungen der Auswirkungen der Photovoltaikvergütung auf die Stromkosten?**

Das RWI rechnet mit einem zu geringem Wert des Solarstroms, da die Kosten der mit der herkömmlichen Stromproduktion verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgeblendet werden. Andererseits hat das RWI in seinen Berechnungen jedoch den Zubau des Jahres 2009 zu gering abgeschätzt. Eigene Berechnungen von PHOTON zeigen, dass die von den Stromkunden zu tragenden Mehrkosten der Solarstromerzeugung eher über den Werten des RWI liegen werden.

Anmerkung: Die von den Stromkunden zu tragenden Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz der Vergütung gegenüber der konventionellen Stromerzeugung (einschließlich externer Kosten) einerseits, multipliziert mit der installierten Solarstromerzeugungskapazität (die zu einer bestimmten Solarstrommenge führt) andererseits. Wenn es darum geht, den PV-induzierten Anstieg der Strompreise auf einem vertretbaren Niveau zu halten, so hat die Vergütungshöhe eine direkte und eine indirekte Wirkung. Die (kleinere) direkte Wirkung ist die, dass eine geringere Vergütung die Mehrkosten je Kilowattstunde Solarstrom senkt. Die (größere) indirekte Wirkung beruht auf dem Fakt, dass eine nicht übertrieben hohe Vergütung verhindert, dass Deutschland gleichsam wie ein Magnet Solarmodule aus aller Welt anzieht.

**5) Wie wirkt sich die Photovoltaikeinspeisung auf die Merit Order und damit auf die Großhandelspreise aus?**

Die Photovoltaik zeichnet sich, wenn sie ohne Stromspeicher betrieben wird, dadurch aus, dass sie ihr Leistungsmaximum immer um die Mittagszeit hat. Ein Großteil der Erzeugung wird aufgrund einer fehlenden Ausdifferenzierung der Vergütung nach Ausrichtung der Anlagen hauptsächlich zur Mittagszeit eingespeist. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die Spotmarktpreise an der Strombörse. Es ist schon seit einiger Zeit zu beobachten, dass die Strompreise, die in der Vergangenheit Mittags ihren absoluten Höchststand hatten, inzwischen eher zu einem flachem Preisverlauf am Tage übergegangen sind. Es ist zu erwarten, dass mit weiterem Zubau von PV-Anlagen die aus Gründen der persönlichen betriebswirtschaftlichen Optimierung der Betreiber vor allem auf nach Süden ausgerichteten Flächen errichtet werden, in Bälde zu geringeren Strompreisen zur Mittagszeit führen. Es ist daher anzustreben, eine geringfügig höhere Vergütung für PV-Anlagen mit Ausrichtung Ost und West einzuführen. Wenn PV-Anlagen mehr Strom am Morgen und am Nachmittag liefern, verbessert dies, ohne weitere Investitionen in Netze oder Stromspeicher, die Deckung von Angebot und Nachfrage.

**6) Welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen hätte die Umsetzung des Gesetzentwurfes?**

Eine Einmalabsenkung würde eine Überhitzung des deutschen Marktes möglicherweise noch verhindern, die durch die aktuell sehr hohen Renditen der Betreiber droht. Folge einer solchen Überhitzung wäre ein Zubau 2010 im zweistelligen GW-Bereich mit der akuten Gefahr eines Deckels. Dies wäre das Ende der dynamischen Entwicklung der Kostenreduktion der PV weltweit. Der Schaden wäre auf absehbare Zeit nicht wieder gut zu machen.

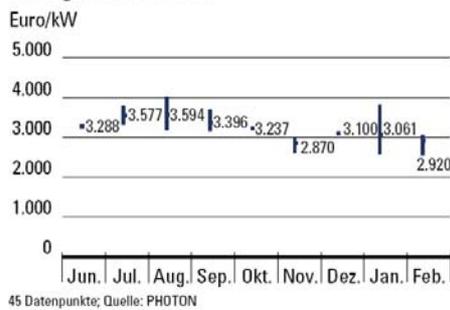
## **II. Einmalabsenkung**

### **A. Fragen der Fraktion der CDU/CSU**

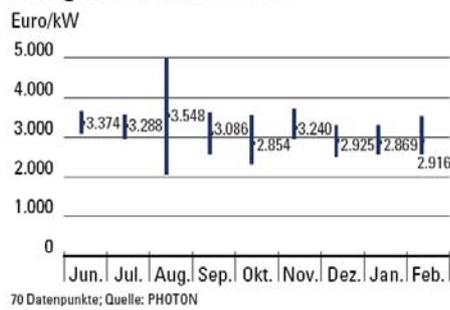
**1) Wie haben sich die Kosten und Preise für Photovoltaikanlagen in den zurückliegenden Monaten entwickelt?**

Die Anlagenpreise entwickeln sich fortlaufend nach unten. Die günstigsten Angebote lagen im Februar 2010 bei 2.600 Euro pro Kilowatt, der Durchschnitt bei rund 2.900 Euro pro Kilowatt.

#### Anlagen bis 10 kW



#### Anlagen von 10 bis 30 kW



- 2) **Welche Renditeerwartung ließen sich durchschnittlich im Jahre 2010 für potentielle Anlagenbetreiber erzielen, sofern keine Anpassung der Vergütungssätze an die aktuellen und zukünftig zu erwartenden Preis- und Kostenentwicklungen erfolgte?**

Die Anlagenrendite würde wie augenblicklich auch bei etwa 14 Prozent liegen, die Eigenkapitalrendite (bei 80 Prozent Fremdkapitalanteil und 5 Prozent Fremdkapitalzins) bei etwa 30 Prozent.

- 3) **Ist die im Gesetzentwurf enthaltene Einmalabsenkung angesichts der rückläufigen Kosten für die Module gerechtfertigt?**

Ja, es wäre auch einmalig 20 Prozent möglich.

- 4) **Bevorzugt die Einmalabsenkung der Vergütung in Deutschland ausländische Anbieter im Wettbewerb auf dem heimischen Modulmarkt?**

Da die Einspeisevergütung für alle Anbieter gleich ist, folgt aus der Höhe der Vergütung keine Bevorzugung oder Benachteiligung eines Anbieters, gleich aus welchem Land.

- 5) **Wie bewerten Sie das Kostensenkungspotential von Photovoltaik im Vergleich zu anderen Erneuerbare-Energieträgern?**

Photovoltaik ist heute noch die teuerste erneuerbare Energie, aber auch diejenige, die am schnellsten billiger wird, aktuell mit etwa 10 Prozent pro Jahr. Demgegenüber werden die anderen erneuerbaren Energien teilweise schon wieder teurer (Wind Offshore, Biomasse), weshalb deren Vergütungssätze bereits wieder angehoben werden mussten (EEG 2009). Photovoltaik auf Ackerflächen wird - 25 Prozent einmalige Zusatzdegression einkalkuliert - schon 2011 billiger sein als die mit speziellen Boni geförderte Biomasse.

Wird das aktuelle Wachstum beim Aufbau neuer Produktionskapazitäten beibehalten, so werden Photovoltaikanlagen bei einer jährlichen Degression von fix zehn Prozent auf ehemaligen Ackerflächen im Jahre 2015 den Strom billiger liefern als die Biomasse (weniger als 13 Cent pro Kilowattstunde) und im Jahre 2018 den Strom so billig liefern wie die

Windkraft (rund 9 Cent pro Kilowattstunde). Anlagen auf Dächern erreichen diese Punkte einige Jahre später.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV Aufdach	32,00	28,80	25,92	23,33	21,00	18,90	17,01	15,31	13,77	12,40	11,16
PV Acker	21,00	18,90	17,01	15,31	13,78	12,40	11,16	10,04	9,04	8,14	7,32

## **B. Fragen der Fraktion der SPD**

- 1) **Wie bewerten Sie die Datenbasis und die wissenschaftlichen Schlussfolgerungen, die dem vorliegenden Gesetzesentwurf zugrunde gelegt wurden, um auch weiterhin einen ambitionierten Ausbau der Photovoltaik in Deutschland zu garantieren, den deutschen Vorsprung bei Forschung und Entwicklung zu erhalten und die deutsche Solarindustrie mit ihren zehntausenden Arbeitsplätzen zu sichern?**

Die Datenbasis ist valide. Ein erheblicher Teil der in der Photovoltaik tätigen Unternehmen sind börsennotiert und veröffentlichen umfangreiche betriebswirtschaftliche Daten.

- 2) **Welche Auswirkungen wird Ihrer Ansicht nach die einmalige Absenkung von 11-15-16 Prozent auf den Arbeitsmarkt und die Herstellerindustrie der deutschen Solarbranche haben? Besteht die Gefahr, dass ausländische Hersteller von Solartechnik die Chance nutzen, durch eine noch aggressivere Preispolitik deutsche Hersteller aus dem Markt verdrängen?**

Es sind drei Gruppen zu unterscheiden:

Das Handwerk: PHOTON rechnet bei einer Einmalabsenkung in der aktuell vorgesehenen Höhe mit einem Zubau an PV-Leistung in Deutschland 2010 in Höhe von rund 8 Gigawatt. Das bedeutet, dass trotz Fortschritten in der Montageeffizienz, das Handwerk etwa 50 Prozent mehr Beschäftigte als 2009 aufweisen wird (Voraussichtlich rund 40.000 Vollzeit Arbeitsplätze).

Hersteller von Produktionsequipment: Kostendruck erhöht die Nachfrage nach modernen Produktionsanlagen. Diese Hersteller werden ebenfalls profitieren.

Hersteller von Solarmodulen, Wechselrichter, Montagesystemen: Aufgrund des Umschwungs vom Verkäufer- in einen Käufermarkt sind die Verkaufspreise bereits gesunken. Auf dem aktuellen Preisniveau kann ein Anlagenbetreiber auch mit einer reduzierten Einspeisevergütung eine attraktive Rendite erzielen (7,4 Prozent Anlagenrendite, 10 Prozent Eigenkapitalrendite). Weitere Preissenkungen sind hierzu 2010 nicht nötig.

Ein Verdrängungswettkampf kann nur dann von Erfolg gekrönt sein, wenn die Absatzmärkte zu klein für das bestehende Produktionsvolumen sind, da anderenfalls immer alle Produzenten alle produzierten Waren verkaufen können. Es ist im Sinne des Klimaschutzes und der Kostenreduktion der Photovoltaik anzustreben, den Ausbau so schnell und so kostengünstig wie irgend möglich zu organisieren. Hierzu trägt insbesondere der deutsche Markt mit seiner unbegrenzten Aufnahmefähigkeit bei. Wird diese erhalten (was angesichts der zunehmenden Mengen sicherlich nur auf einem geringeren Vergütungsniveau darstellbar ist), so kann es

nicht zu einem Verdrängungswettbewerb kommen. Wird der deutsche Markt dagegen in seiner Größe beschnitten (atmender Deckel), so werden die weniger wettbewerbsfähigen unter den deutschen Herstellern aus dem Markt gedrängt.

**3) In welchem Umfang spielen beim letztjährigen Preisverfall für Solarmodule einmalige bzw. externe Faktoren, wie z.B. der Marktzusammenbruch in Spanien oder die Wirtschaftskrise, eine Rolle?**

Der Zusammenbruch und die Wirtschaftskrise waren Auslöser - nicht Ursache - des letztjährigen Preisverfalls. Ursache des Preisverfalls waren die aufgrund der stark gestiegenen Produktionsmengen deutlich gefallenen Produktionskosten. Diese haben überhaupt erst die aktuell niedrigen Preise ermöglicht.

**4) In welcher Höhe könnte eine zusätzliche Absenkung der Solarstromvergütung im Jahr 2010 erfolgen, die nicht nur die kurzfristigen Preisentwicklungen am internationalen Modulmarkt sondern auch die mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenziale der Solarindustrie berücksichtigt und somit die weitere Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit der Solarindustrie am Standort Deutschland nicht gefährdet? Auf welche Annahmen gründen Sie Ihre Bewertung?**

Es wäre eine einmalige Absenkung von 20 Prozent möglich. Basis ist das aktuelle Anlagenpreisniveau unter Berücksichtigung einer angemessenen Anlagenrendite von 7,4 Prozent.

**5) Welche mittel- und langfristigen Vorteile für Verbraucher und den Wirtschaftsstandort sehen Sie durch den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Deutschland?**

Ein gut organisierter Ausbau einer rein regenerativen Energiebereitstellung auf Basis eines Volleinspeisungs-EEGs über Windkraft (etwa 2/3) und Photovoltaik (etwa 1/3) führt mittel- und langfristig zu folgenden positiven Effekten für die Volkswirtschaft:

- optimaler Klimaschutz
- kein Geldabfluss in Drittstaaten zum Energieeinkauf
- minimaler Bedarf an Stromspeicherkapazität
- günstigste mögliche Energiebereitstellung, da Betreiber keine sonst notwendigen Sicherheitsaufschläge für Markt- oder Preisrisiken nehmen müssen.

**6) Welches tatsächliche Entlastungsvolumen für die Stromverbraucher - konkret: welche Strompreissenkungen - erwarten Sie bei Umsetzung der im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Kürzungen? Welche Maßnahmen zur Entlastung der Stromverbraucher wären aus Ihrer Sicht ggf. wichtiger?**

Es werden keine Strompreissenkungen aufgrund der Vergütungsanpassung zu erwarten sein. Die EEG-Mehrkosten für PV werden weiter steigen, einfach weil neue PV-Anlagen zugebaut werden. Solange die Vergütung für Solarstrom über den Produktionskosten von konventionellem Strom (inklusive externer Kosten) liegt, wird ein Ausbau der PV dazu führen, dass die gesamten Produktionskosten für die letztlich benötigten Mengen Strom in Deutschland weiter steigen. Wichtigste Maßnahme zur Erreichung einer minimal möglichen PV-induzierten Belastung für die Stromkunden ist es, den Kostensenkungspfad der PV mit

den Vergütungssätzen des EEG genau abzufahren. Nur so lässt sich der Effekt der Erhöhung der durchschnittlichen Stromproduktionskosten minimal halten.

### **C. Fragen der Fraktion der FDP**

- 1) **Welche Renditen lassen sich zur Zeit durchschnittlich für Anlagenbetreiber auf der Grundlage der geltenden Einspeisevergütung erzielen und wie würde sich der Gesetzentwurf auf diese Renditen auswirken – differenziert nach kleinen Dachanlagen, großen Dachanlagen und Freiflächen-Anlagen?**

Die Anlagenrenditen liegen etwa bei 14 Prozent, die Eigenkapitalrendite (bei 80 Prozent Fremdkapitalanteil und 5 Prozent Fremdkapitalzins) liegt bei etwa 30 Prozent. Es gibt keine großen Unterschiede zwischen den Anlagenklassen. (Das EEG regelt das eigenständig aus: Gäbe es große Renditeunterschiede zwischen den Klassen, würde in der Klasse mit der höheren Rendite mehr gebaut, was aufgrund der höheren Nachfrage zu höheren Preisen führen würde, was wiederum die Anlagenrendite mindern würde. Solange in einer Klasse die Vergütung nicht unter den Kosten liegt, wird es dort Zubau geben).

- 2) **Wie wirkt die Einmalabsenkung der Vergütung in Deutschland auf den Wettbewerb zwischen ausländischen und heimischen Anbietern im Wettbewerb auf den heimischen Modulmarkt sowie auf die Absatzchancen von Produkten aus Deutschland?**

Die einmalige Absenkung folgt lediglich der bereits erfolgten Marktentwicklung. Sofern es Veränderungen auf Grundlage der Preisreduktion geben sollte, so haben diese bereits stattgefunden. Alle deutschen Produzenten produzieren am Kapazitätslimit und sind weitgehend ausverkauft.

- 3) **Wie bewerten Sie das künftige Kostensenkungspotential von Photovoltaik im Vergleich zu anderen Arten Erneuerbarer Energien?**

Photovoltaik ist heute noch die teuerste erneuerbare Energie, aber auch diejenige, die am schnellsten billiger wird, aktuell mit etwa 10 Prozent pro Jahr. Demgegenüber werden die anderen erneuerbaren Energien teilweise schon wieder teurer (Wind Offshore, Biomasse), weshalb deren Vergütungssätze bereits wieder angehoben werden mussten (EEG 2009). Photovoltaik auf Ackerflächen wird - 25 Prozent einmalige Zusatzdegression einkalkuliert - schon 2011 billiger sein als die mit speziellen Boni geförderte Biomasse.

Wird das aktuelle Wachstum beim Aufbau neuer Produktionskapazitäten beibehalten, so werden Photovoltaikanlagen bei einer jährlichen Degression von fix 10 Prozent auf ehemaligen Ackerflächen im Jahre 2015 den Strom billiger liefern es der Durchschnittsvergütung für Biomasse entspricht (weniger als 13 Cent pro Kilowattstunde) und im Jahre 2018 den Strom so billig liefern wie es der Durchschnittsvergütung für Windkraft entspricht (rund 9 Cent pro Kilowattstunde). Anlagen auf Dächern erreichen diese Punkte einige Jahre später.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV Aufdach	32,00	28,80	25,92	23,33	21,00	18,90	17,01	15,31	13,77	12,40	11,16
PV Acker	21,00	18,90	17,01	15,31	13,78	12,40	11,16	10,04	9,04	8,14	7,32

**4) Wie beurteilen Sie die Regelungen zur Anpassung der Degression in Abhängigkeit vom Erreichen der Ausbaukorridors („atmendes Fördermodell“)?**

Die vorgeschlagene - potentiell extremen Schwankungen unterliegende - „atmende Degression“ setzt einen Schweinezyklus in Gang. Wenn der Zubau in einem Jahr - gleich aus welchem Grund - niedrig ist, steigen die Renditen im Folgejahr so drastisch, dass Deutschland gleichsam wie ein Magnet die Solarmodule aus aller Welt anziehen wird. Wenn der Zubau in einem Jahr - wiederum gleich aus welchem Grund - hoch ist, fallen die Renditen im Folgejahr unter das Niveau, dass Investoren benötigen. In der Folge wird der Markt kollabieren.

Die „atmende Degression“ ist das genaue Gegenteil einer stabilen Förderpolitik. Der Ansatz ist falsch: der Zubau in Deutschland hat, wenn überhaupt, nur sehr mittelbar etwas mit dem weltweiten Zubau - und damit mit der Kostenreduktion - zu tun. Der Versuch, einen so dynamischen Markt wie den der PV mit einem Regelinstrument zu steuern, dass nur einmal im Jahr greift, ist so sinnvoll wie den Verkehr mit einer Ampel regeln zu wollen, die nur ein mal pro Stunde umschaltet.

Bei allen Unsicherheiten ist eine feste Degression, die technisch in der richtigen Größe liegt, der bessere Weg. Die zukünftigen Zubaumengen sind nach wie vor ohnehin durch die maximale Weltproduktion und die Nachfrage in anderen Ländern limitiert. Auf zweistellige Zubauzahlen wird man sich aber in einigen Jahren einstellen müssen. Soll dies ohne dramatische Strompreiserhöhungen ablaufen, so muss die Vergütungshöhe strikt an der Kostenkurve entlang laufen.

**5) Welche Maßnahmen schlagen Sie vor, um angesichts eines atypisch verlaufenden Jahres 2010 einen zufälligen Ausschlag der Degression nach oben oder unten zu vermeiden, und zwar hinsichtlich**

- des Beobachtungszeitraums,**
- des Datums der Degression 2011 oder**
- der Zahl der Stufen bei den Zu- und Abschlägen im atmenden Fördermodell für 2011**

Wie bereits dargelegt, hält PHOTON aufgrund der Gefahr eines Schweinezyklusses eine „atmende Degression“ für falsch. Wenn es aber zu einer solchen Regelung käme, wäre die Beibehaltung des aktuellen Beobachtungszeitraumes die „richtigste“ Lösung. Die dann mit einzuschließenden hohen Zubauzahlen Q4-2009 und dem zu erwartenden Boom in Q2 2010 sind eben auch Ausdruck eines großen Fortschrittes auf der Lernkurve und der resultierenden Kostensenkung. In der aktuell vorgeschlagenen Ausgestaltung führt die Regelung zu einer Degression von 18 Prozent zum Jahreswechsel 2011. Zehn Prozentpunkte hiervon können aus der laufenden Kostensenkung entlang der Lernkurve begründet werden. Für die verbleibenden 8 Prozentpunkte fehlt eine Entsprechung in der Kostensenkung der Hersteller.

Da wir aber schon vorhin begründet haben, warum auch eine Einmalabsenkung von 20 Prozent möglich ist, kann man weitere 4 Prozentpunkte aus diesem „Puffer“ herleiten. In Höhe der verbleibenden vier Prozentpunkte fehlt eine Entsprechung in der Kostenstruktur. Hiermit wird die Photovoltaik unter Renditeaspekten unattraktiver, was zu einem Einbruch der Installationszahlen führen wird, in deren Folge Mitarbeiter im Handwerk entlassen werden müssen.

## **D. Fragen der Fraktion DIE LINKE.**

- 1) **Wie schätzen Sie die Nachfrageentwicklung für die Installation von Photovoltaik-Anlagen insgesamt und differenziert nach Anlagengröße sowie Dach- und Freiflächenanlagen vor und nach der im Gesetzesentwurf vorgesehenen einmaligen, außerplanmäßigen Kürzung der Einspeisevergütung ein?**

Insgesamt rechnet PHOTON mit einem Zubau von 8 GW. Die Verteilung auf die verschiedenen Anlagenklassen sollte sich nicht gravierend gegenüber der letztjährigen ändern, es sei denn, es bliebe beim Wegfall der PV-Anlagen auf vormaligen Ackerflächen. Dann wird sich zwar nicht der Gesamtzubau ändern, allerdings werden die Modulkontingente, die für die Ackerflächen vorgesehen waren, in höher vergütete Segmente fließen.

- 2) **Erwarten Sie durch die im Gesetzesentwurf vorgesehene einmalige Kürzung der Einspeisevergütung veränderte Absatzmöglichkeiten für Photovoltaik-Anlagen aus Produktionsstätten in Deutschland und Europa und welche Folgen gingen damit einher?**

Die einmalige Absenkung folgt lediglich der bereits erfolgten Marktentwicklung. Sofern es Veränderungen auf Grundlage der Preisreduktion geben sollte, so haben diese bereits stattgefunden.

- 3) **Welche Folgen wird die im Gesetzesentwurf vorgesehene einmalige Kürzung der Einspeisevergütung für das Installationshandwerk haben?**

Die einmalige Absenkung wird bis zur Jahresmitte zu einer Vollauslastung des Handwerks führen. Danach erwarten wir einen Monat der Preisfindung auf dem neuen Vergütungsniveau verbunden mit einem weiteren urlaubsbedingt schwachen Monat. Ab September erwarten wir wieder eine Vollauslastung des Handwerks, es sei denn, in der Zwischenzeit entsteht ein anderer Markt außerhalb Deutschlands der - wie seinerzeit Spanien - große Volumina Solarmodule aufnimmt. Im Moment sehen wir aber keinen solchen Markt.

- 4) **Welche zusätzliche Degression der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen im Vergleich zur bestehenden Rechtslage halten Sie basierend auf den mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenzialen in der PV-Produktion für angemessen? Müssen weiteren Kriterien und Annahmen bei der Kalkulation der Degression Berücksichtigung finden?**

Einen optimalen Verlauf der Einspeisetarife (d.h. hoch genug um die Investitionsbereitschaft aufrecht zu erhalten, und so niedrig wie möglich, um die Kostenbelastung der Stromkunden gering zu halten) erreicht man durch das Abfahren der Lernkurve. Durchschnittlich erscheint eine jährliche Degression von 10 Prozent optimal.

- 5) **Welche zusätzliche Degression der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen im Vergleich zur bestehenden Rechtslage halten Sie für angemessen, um sicherzustellen, dass die Produktion von Photovoltaikanlagen in Deutschland und Europa weiterhin wirtschaftlich darstellbar bleibt?**

Ob die Produktion von Solarmodulen in Deutschland und Europa weiterhin wirtschaftlich darstellbar ist, ist im Wesentlichen eine Frage der Kostenstruktur der hier produzierenden Firmen. Neben für diese Firmen nicht beeinflussbaren Nachteilen (höhere Steuern, höhere

Löhne...) gegenüber asiatischen Herstellern, haben diese Firmen auch Vorteile (eine bessere Akzeptanz vor allem bei privaten Investoren, bekanntere Marken, besser ausgebildete Fachkräfte, Lohnzuschüsse, Investitionszuschüsse, geringere Transportkosten...). Dass die deutschen und europäischen Hersteller heute gegenüber den asiatischen im Hintertreffen sind, hat andere Gründe:

- geringerer Anteil vertikal integrierter Hersteller,
- geringerer Zubau an Produktionskapazität in den vergangenen Jahren, dadurch
- im Durchschnitt geringere Wirkungsgrade durch veraltetes Equipment und dadurch
- höhere Materialkosten durch mehr Materialbedarf.

Es ist nicht möglich, den Rückstand in der Kostenstruktur durch hohe Einspeisevergütungen auszugleichen. Würde dies versucht werden, so würde dadurch nur die Rentabilität einer Anlage mit asiatischen Solarmodulen weiter steigen und so aufgrund ausufernder Betreiberrenditen Deutschland zum Magneten für Solarmodule aus aller Welt werden. Der Stromverbraucher würde mit drastisch steigenden Strompreisen belastet, ohne dass die deutsche oder europäische Solarindustrie gezwungen wäre, preiswerter zu produzieren. Die Entwicklung im spanischen Markt - wo genau dies versucht worden ist - sollte eine deutliche Warnung sein.

**6) In welchem Umgang unterscheiden sich die Produktionskosten von Photovoltaikanlagen in Deutschland, Europa und an anderen Produktionsstätten und aus welchen Gründen?**

Asiatische Produktionsstätten produzieren in der Regel etwa 30 Prozent günstiger als deutsche oder europäische Hersteller. Die Gründe wurden in der vorangegangenen Antwort dargelegt.

**7) Welche Voraussetzungen müssen durch die Unternehmen selber erfüllt, aber auch durch die öffentliche Hand geschaffen werden, damit die Konkurrenzfähigkeit von Herstellern von Photovoltaikanlagen aus Deutschland und Europa bei zukünftig weiter sinkenden Einspeisevergütungen gesichert bleibt?**

Die Unternehmen müssen ihre Produktionskapazitäten erhöhen, um Skaleneffekte zu erzielen und auf modernerem Produktionsequipment produzieren, um höhere Wirkungsgrade zu erreichen, sie müssen vertikal integrieren um Schnittstellenverluste zu vermeiden und sie müssen eine strenge Kostendisziplin wahren.

**E. Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

**1) Welche zusätzliche einmal Absenkungen lassen sich aus Ihrer Sicht für bestimmte Anlagengrößen und Standorte (Dach, Fassade, Freifläche) wissenschaftlich begründen?**

Eine zusätzliche einmalige Absenkung der Vergütung um 20 Prozent lässt sich bei allen Anlagenklassen aufgrund der gefallen Anlagenpreise und des aktuellen Preisniveaus begründen. Zusätzliche Preisreduktionen seitens der Komponentenhersteller (Solarmodul, Wechselrichter, Montagesysteme) sind nicht nötig.

- 2) **Halten Sie eine einmalige Absenkung oder eine Aufteilung der Absenkungsschritte auf mehrere Quartale für vorteilhafter (Frage gilt sowohl für die im Gesetzentwurf geplante außerordentliche Absenkung als auch die jährliche Degression?**

Angesichts der Winterwitterung in Deutschland ist der Vergütungsschnitt vor dem Winter der sinnvollste Zeitpunkt, da vor der Vergütungsreduktion traditionell noch viele Aufträge abgearbeitet werden und danach die Auftragsbücher der Installateure eher leerer sind und im Winter im Baugewerbe sinnvoller Weise Betriebsferien gemacht werden. Aufgrund des Steuerstichtages 31.12. scheint es nicht sinnvoll, den Vergütungsschnitt beispielsweise auf den 01.11. zu legen. In so fern sollte die bisherige Regelung beibehalten werden.

Eine regelmäßige Absenkung der Vergütung mitten im laufenden Jahr ist dagegen kontraproduktiv. Eine Vergütungsabsenkung hat immer den psychologischen Effekt der „Torschusspanik“, wie der aktuelle Boom zeigt. Aufträge werden entgegen betriebswirtschaftlicher Notwendigkeit vorgezogen (in Boomzeiten zahlt man höhere Preise, die die Zusatzrendite aufwiegen), es bleibt eine Schwächephase nach der Absenkung. Die derzeitige Lage der Schwächephase in der Jahreszeit, in der ohnehin nicht gebaut werden kann, ist daher optimal.

- 3) **Halten Sie es für sinnvoll, Abweichungen von der Standarddegression in Folge deutlich höherer oder niedriger Installationszahlen im Berechnungszeitraum jeweils zum ersten Januar eines Jahres in Form abweichender Vergütungssätze umzusetzen oder zu einem anderen Zeitpunkt, um zu vermeiden, dass sich der Effekt mit der regelmäßigen Degression kumuliert und hielten Sie in diesem Fall auch einen anderen Berechnungszeitraum als den derzeit geltenden für sinnvoll?**

PHOTON hält eine jährliche Degression von fix 10 Prozent für sinnvoll, da dieser Wert in etwa der Höhe des langfristigen Wertes der Kostendegression entspricht.

### **III. Degression**

#### **A. Fragen der Fraktion der CDU/CSU**

- 1) **Halten Sie die Steigerung der jährlichen prozentualen Absenkung der Vergütung um 1 Prozent für gerechtfertigt?**

PHOTON hält eine jährliche Absenkung der Vergütung von 10 Prozent angesichts der laufenden Kostenreduktion in etwa der gleichen Höhe für angemessen.

- 2) **Wie beurteilen Sie die Regelungen zur Anpassung der Degression in Abhängigkeit vom Erreichen der Ausbaukorridors („atmender Deckel“)?**

Wie bereits dargelegt, hält PHOTON aufgrund der Gefahr eines Schweinezyklusses eine „atmende Degression“ für falsch.

- 3) **Wie beurteilen Sie den Umfang des zukünftigen Zielkorridors für den jährlichen Zubau von 3,5 GW?**

Zu Erreichung des Zieles einer regenerativen Vollversorgung im Strombereich mit 30% PV-Anteil ist ein jährlicher Zubau von 10 GW notwendig. Ein Zubau von lediglich 3,5 GW führt binnen 20 Jahren (danach ersetzt der Zubau nur noch die aus Altersgründen ausgemusterten Anlagen) eine gesamt installierte Leistung von lediglich 70 GW zu. Daraus ließen sich nur 12 Prozent des aktuellen Stromverbrauchs decken.

Bei einem zunehmenden Stromverbrauch aufgrund von Energieträgerverlagerung aus den Bereichen Mobilität (Öl) und Heizung (Öl, Gas) zum Strom würde eine regenerative Vollversorgung einen Strombedarf von 1.300 TWh pro Jahr ergeben. Diesen mit einem PV-Anteil von 30% bereit zu stellen, würde eine PV-Anlagenleistung von rund 400 GW benötigen. Diese in 20 Jahren aufzubauen benötigt einen jährlichen Zubau von 20 GW.

## **B. Fragen der Fraktion der SPD**

- 1) Welche mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenziale sehen Sie im Bereich der Photovoltaik-Systeme (Module, Komponenten und Montage)? Wie hoch sollte die jährliche Basisdegression ausgestaltet sein?**

Es sollte eine fixe jährliche Degression von 10 Prozent geben. Diese spiegelt die bisherige Entwicklung der Kosten recht gut wieder. Es mag dabei zu geringfügigen Unter- oder Übersteuerungen kommen. Diese sind in ihrer Wirkung jedoch weniger problematisch als eine laufende Ungewissheit über den weiteren Verlauf der Vergütungsentwicklung.

- 2) Wie beurteilen Sie den im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen atmenden Deckel unter besonderer Berücksichtigung der Zielmarke von 3.000 Megawatt Neuinstallation pro Jahr?**

Wie unter II.C.4 ausgeführt, kann jedwede Form einer „atmenden Degression“ zu einem Eintritt in einen Schweinezyklus führen. Vor allem in Hinblick auf das Handwerk, das im Falle eines Einbruchs der Installationszahlen keine Ausweichmöglichkeiten auf andere Märkte hat, ist dies zu verhindern. Eine Zielmarke von 3 GW wäre nicht ausreichend, um eine regenerative Vollversorgung zu erreichen. Wie unter III.A.3 ausgeführt wäre hierzu ein Zubau von mindestens 10 GW erforderlich.

- 3) Inwieweit wird die Planungs- und Investitionssicherheit der Hersteller und Installateure gefährdet, wenn - wie im Gesetzentwurf vorgesehen - die jährliche Degression in Abhängigkeit zur Marktentwicklung zwischen 1,5 und 17 Prozent schwankt und die Vergütung für das Folgejahr immer erst kurzfristig verkündet wird?**

Das Ergebnis wäre ein destruktiver Schweinezyklus. Während die Komponentenhersteller möglicherweise auf andere Märkte ausweichen können, hat das Handwerk diese Möglichkeit nicht. Ein einziges Jahr mit geringerer Installation als im Vorjahr eliminiert viele Arbeitsplätze im Handwerk. Diese müssen bei einem Anziehen des Marktes wieder aufgebaut werden. Die hiermit verbundenen Einarbeitungs- und Schulungskosten steigern die Kostenbasis der Photovoltaik unnötig.

- 4) Wäre es aus Ihrer Sicht sinnvoll, den jährlichen Degressionsschritt unterjährig (z.B. jeweils zum 1. Juli) vorzunehmen und als Berechnungsgrundlage das vorherige Kalenderjahr dienen zu lassen?**

Wie unter Punkt II.E.2 dargelegt, ist der Zeitpunkt im Winter aus verschiedenen Gründen der bestmögliche.

- 5) **Durch die bisherige Diskussion über die Absenkung der Vergütung ist die aktuelle Nachfrage nach Solaranlagen explodiert, weil Investoren noch auf eine Vergütung nach der bisher geltenden Regelung im EEG erreichen möchten. Wie beurteilen Sie vor diesem Hintergrund die geplante Degressionsregelung für das Jahr 2011 in § 20 Abs. 3 Nr. 1 des EEG-Entwurfs, wonach die Leistung der bei der BNetzA im Zeitraum Juni bis September 2010 gemeldeten Solaranlagen mit dem Faktor drei multipliziert werden sollen und die Degression um bis zu weiteren 8 Prozent abgesenkt werden sollen?**

Wie bereits dargelegt, hält PHOTON aufgrund der Gefahr eines Schweinezyklusses eine „atmende Degression“ für falsch. Wenn es aber zu einer solchen Regelung käme, wäre die Beibehaltung des aktuellen Beobachtungszeitraumes die „richtigste“ Lösung. Die dann mit einzuschließenden hohen Zubauzahlen Q4-2009 und dem zu erwartenden Boom in Q2 2010 sind eben auch Ausdruck eines großen Fortschrittes auf der Lernkurve und der resultierenden Kostensenkung. In der aktuell vorgeschlagenen Ausgestaltung führt die Regelung zu einer Degression von 18 Prozent zum Jahreswechsel 2011. Zehn Prozentpunkte hiervon können aus der laufenden Kostensenkung entlang der Lernkurve begründet werden. Für die verbleibenden 8 Prozentpunkte fehlt eine Entsprechung in der Kostensenkung der Hersteller.

Da wir aber schon vorhin begründet haben, warum auch eine Einmalabsenkung von 20 Prozent möglich ist, kann man weitere 4 Prozentpunkte aus diesem „Puffer“ herleiten. In Höhe der verbleibenden vier Prozentpunkte fehlt eine Entsprechung in der Kostenstruktur. Hiermit wird die Photovoltaik unter Renditeaspekten unattraktiver, was zu einem Einbruch der Installationszahlen führen wird, in deren Folge Mitarbeiter im Handwerk entlassen werden müssen.

### **C. Fragen der Fraktion der FDP**

----

### **D. Fragen der Fraktion DIE LINKE.**

- 1) **Welche Auswirkungen hat eine zusätzliche Degression der Einspeisevergütung bei Überschreiten des Zielkorridors auf den Zubau installierter Leistung im Bereich Photovoltaik?**

Im Schlimmsten Fall kommt es zu einer zu hohen Degression und zum Eintritt in einen Schweinezyklus. Details liefert die Antwort auf Frage II.C.4.

- 2) **Welche Auswirkungen hat eine flexible Gestaltung der Degression der Einspeisevergütung in Abhängigkeit vom Unter- bzw. Überschreiten des Zielkorridors auf die Planungssicherheit von Investoren und anderen Akteuren der Solarbranche?**

Eine Planungssicherheit wäre nicht mehr gegeben.

**3) Besteht ein Zusammenhang zwischen jährlichem Zubau installierter Leistung in Deutschland und den Produktionskosten von PV-Anlagen einerseits und den Marktpreisen für PV-Anlagen andererseits?**

So lange die Vergütungssätze über den Produktionskosten liegen und eine angemessene Rendite der Betreiber erlauben, wird die gesamte Weltproduktion an Solarmodulen ihre Käufer finden. Je attraktiver aber die Rendite aufgrund überhöhter Vergütungssätze in Deutschland gegenüber anderen Märkten, desto wahrscheinlicher ist es, dass die Module ihren Weg nach Deutschland finden. Auch aus diesem Grund muss Deutschland als weltweit größter Markt peinlich darauf achten, keine Überrenditen zu erlauben. Deutschland ist der größte Abnehmer von Photovoltaikanlagen. Es sollte daher auch die besten Preise erhalten und damit verbunden die niedrigst möglichen Vergütungssätze. Dies vermindert den Zuwachs der zukünftigen Belastung der Stromkunden.

**4) Kann, wie im Gesetzesentwurf vorgesehen, von den registrierten Photovoltaikanlagen im Zeitraum Juni bis September 2010 auf den Jahreszubau an Photovoltaik geschlossen werden?**

Nein. Die im Gesetzesentwurf vorgeschlagene Regelung ist hierzu untauglich.

**5) Welche jährliche Basis-Degression der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen halten Sie basierend auf den mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenzialen in der PV-Produktion für angemessen?**

Eine fixe Degression von 10 Prozent pro Jahr ist am besten im Einklang mit der mittel- und langfristigen Kostenentwicklung.

**6) Wie würden sich vierteljährliche anstatt jährliche Degressionsschritte auf die Stetigkeit des Zubaus von PV-Anlagen sowie auf einzelne Branchenteilnehmer (Beschäftigte, Zulieferer, Hersteller, Montierende usw.) auswirken?**

Vierteljährliche Degressionsschritte würden komplizierte Verträge mit einer Vielzahl von Ausgleichs- und Kompensationszahlung unter den Akteuren der Lieferkette, bis hin zu den Endkunden, erfordern. Die Transaktionskosten würden signifikant steigen.

**7) Würde eine Gewährleistungspflicht für PV-Anlagen von zwanzig Jahren durch den Anlagenhersteller sowie eine die ganze Produktionskette umfassende Herstellerzertifizierung nach Gesichtspunkten der Ressourcen- und Umwelteffizienz der Produktion als Voraussetzung für einen Vergütungsanspruch Einfluss die Wettbewerbsfähigkeit und die Marktanteile von PV-Anlagenherstellern aus Deutschland und Europa haben?**

Eine 20jährige Gewährleistungspflicht durch den Anlagenhersteller (Installateur) würde zu erheblichem Rückstellungsbedarf in den Bilanzen führen und somit PV-Anlagen deutlich verteuern. Eine umfassende Herstellerzertifizierung, die über die heute gesetzlich ohnehin vorgeschriebenen hinausgeht, würde insbesondere kleinere Hersteller über Gebühr belasten und deren Produkte überproportional verteuern. Diese kleineren Hersteller sind aufgrund des Größenwachstums der asiatischen Hersteller heute dann eher die deutschen und europäischen Hersteller.

## **E. Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

- 1) **Wie bewerten Sie den im Gesetzentwurf vorgesehenen Berechnungsmodus für die zukünftige regelmäßige Degressionshöhe?**

Wie dargelegt ist eine „atmende Degression“ funktional untauglich, die Kostenentwicklung abzubilden. Die Kostenentwicklung hängt von der Entwicklung der Weltjahresproduktion ab, nicht von der Installation in Deutschland. Sofern die atmende Degression nur bewirken soll, dass der Zubau nach einem Jahr mit hohem Zubau (und also auch mit einer entsprechenden Anzahl von Arbeitsplätzen) im Folgejahr gleichsam als „Ausgleich“ einen geringeren Zubau hervorrufen soll, so ist zu beachten, dass hiermit ein Verlust von Arbeitsplätzen im Handwerk einhergeht.

- 2) **Halten Sie es besser, wenn eine Degressionserhöhung aufgrund höherer Installationszahlen ebenfalls zum ersten Januar erfolgen soll oder besser zur Jahresmitte?**

Wie unter Punkt II.E.2 dargelegt, ist der Zeitpunkt im Winter aus verschiedenen Gründen der bestmögliche.

## **IV. Freiflächenanlagen**

### **A. Fragen der Fraktion der CDU/CSU**

- 1) **Gibt es aus Ihrer Sicht bereits Nutzungskonkurrenzen zwischen der Flächennutzung für die Landwirtschaft und der Photovoltaik, wenn nein, können solche Nutzungskonkurrenzen entstehen?**

In Deutschland werden rund 17 Millionen Hektar landwirtschaftlich genutzt, davon rund 1,5 Millionen Hektar für die energetische Biomassenutzung. PV-Anlagen auf ehemaligen Ackerflächen machen weit unter 10.000 Hektar aus, das ist weniger als 0,06 Prozent der landwirtschaftlichen Nutzfläche. Abgesehen von sehr lokalen Effekten können schon aufgrund der Winzigkeit der PV-Nutzung keine signifikanten Konkurrenzen entstehen.

Sofern eine Nutzungskonkurrenz befürchtet wird, könnte man eine Beschränkung der Nutzung von Ackerflächen für PV auf 1% der landwirtschaftlichen Nutzfläche in das Gesetz aufnehmen. Diese Formulierung könnte einfach die aktuelle Regelung der zeitlichen Befristung bis 2015 ersetzen. Eine Flächenbegrenzung ist sachgerechter als eine zeitliche Begrenzung.

- 2) **Gibt es bei Ackerflächen Besonderheiten bei der Integration in die Netzinfrastruktur?**

Ackerflächen befinden sich oft weit entfernt von geeigneten Netzanschlusspunkten. Solche Flächen sind aus Kostengründen regelmäßig nicht für die PV-Nutzung geeignet.

- 3) **Ist die Nutzung von Randstreifen an Autobahnen und Schienenwegen eine sinnvolle und verkehrstechnisch tragfähige Alternative zu Ackerflächen?**

Eine zusätzliche Nutzung von Autobahnrandstreifen sollte in das Gesetz aufgenommen werden, jedoch stellen Randstreifen keine Alternative zu Ackerflächen dar. Weite Teile der Randstreifen sind nicht nutzbar. Ursache hierfür sind Bebauungen (Industriegebiete, Wohnsiedlungen, Rastplätze, Parkplätze, Autobahnkreuze) oder das Angrenzen von Landschafts- und Naturschutzgebieten oder Wäldern. Daher fällt ein großer Teil der Randstreifen bereits weg. Nächstes Kriterium ist die Anbindung an das Stromnetz, welche für die Standortwahl überaus wichtig ist, da Netzerweiterungen teuer sind. Es erscheint sinnvoll Fern- und Bundestrassen in eine Randstreifenregelung mit einzubeziehen. Für eine wirtschaftliche Nutzung ist wenigstens ein Randstreifen mit einer Tiefe von 500 Metern erforderlich, da bis zu einer Tiefe von rund 100 Metern Abschattungseffekte durch Wälle, Lärmschutzwände und Baumbewuchs die sinnvolle Nutzung für die PV behindern können.

**4) Bitte bewerten Sie durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen genutzte Flächen aus naturschutzfachlicher Sicht.**

PV-Anlagen auf ehemaligen Ackerflächen bieten - richtig angelegt - eine ideale Rückzugsmöglichkeit für eine Vielzahl bedrohter Tier- und Pflanzenarten. Viele Insekten (darunter auch Nutz- und Wildbienen, Falter u.ä., die wichtig sind für die Bestäubung der Pflanzen) können oft nur in solchen Rückzugsgebieten überleben. Die ausgedehnte energetische Biomassenutzung hat die letzten Reste ursprünglich stillgelegter Flächen in Monokulturen verwandelt. Die besagten Insekten finden außerhalb der Blüteperioden der Monokulturpflanzen kein Futter und verhungern. Auch bei ausreichendem Futterangebot gibt es den Effekt der einseitigen Ernährung die zu Mangelerscheinungen führt. Auch dies kann zu dem Zusammenbruch ganzer Insektenvölker führen (Bienensterben). Die PV kann hier Abhilfe schaffen, indem Flächen für geeignete Rückzugsräume und Futterquellen (Blumenwiesen) geschaffen werden. Der Nutzen für die Landwirtschaft ist beträchtlich, ist doch das händische Bestäuben beim Fehlen geeigneter Insekten zur Bestäubung der Nutzpflanzen extrem teuer.

**B. Fragen der Fraktion der SPD**

**1) Welche Bedeutung haben PV-Freiflächenanlagen für die Technologie- und Kostenentwicklung der Photovoltaik und für die energiepolitischen Ziele von Bund, Ländern und Kommunen (EE-Vollversorgung)?**

PV-Freiflächenanlagen sind die kostengünstigste Form der solaren Stromerzeugung. In vielen Ländern mit großen ungenutzten Flächen (aride Gegenden) wird Strom aus PV schon in ein bis zwei Jahren billiger sein als Strom aus neuen Kohlekraftwerken. Bund, Länder und Kommunen können mit PV-Freiflächenanlagen eine EE-Vollversorgung billiger erreichen als ohne.

**2) Inwieweit besteht bei PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen (gemäß § 32 Abs. 3 Nr. 3) überhaupt eine Nutzungskonkurrenz zur landwirtschaftlichen Nutzung - angesichts lediglich rund 2.500 ha Fläche die derzeit insgesamt von PV-Freiflächenanlagen in Anspruch genommen wird und ca. 10.000 ha, die nach Branchenschätzung bis 2020 in Anspruch genommen werden? Wie verhält sich dieser Flächenbedarf zum Flächenbedarf anderer energetischer Nutzungsformen auf landwirtschaftlichen Flächen?**

Aktuell werden etwa 1,5 Millionen Hektar zum Anbau energetischer Biomasse verwendet. Auf dieser Fläche werden etwa 70 TWh Energie gewonnen. Um die gleiche Energiemenge mittels PV zu erzeugen, wären nur etwa 15 Prozent dieser Fläche notwendig. Beachtet man noch die unterschiedliche Endenergieeffizienz (Verbrennungsmotor mit Biodiesel versus Elektroauto), so wären zum Erreichen des gleichen Nutzens nur etwa 5 Prozent der Fläche notwendig, wenn man PV statt Biomasse nutzen würde.

**3) Wie beurteilen Sie die durch den Gesetzesentwurf vorgenommenen Eingriff in die kommunale Planungshoheit?**

Der Eingriff kommt in der Wirkung einer vollständigen Abschaffung der kommunalen Planungshoheit gleich, einfach weil es zukünftig in diesem Bereich nichts mehr zu planen geben wird.

**C. Fragen der Fraktion der FDP**

**1) Wie wirkt sich die völlige Streichung der PV-Vergütung auf Ackerflächen auf die Entwicklung der PV (Ausbauzahlen, Wälzungskosten bei gegebenem Zielkorridor) aus?**

Die Ausbauzahlen werden sich nicht gravierend ändern. Es werden ja nicht weniger Solarmodule produziert werden. Statt in Freiflächen würden diese Module künftig in ein aufwendigeres und teureres Marktsegment, das der Dachanlagen, gehen. Die Wälzungskosten werden, bezogen auf dieses Teilmarktvolumen, um etwa 30 Prozent steigen.

**2) Gibt es aus Ihrer Sicht bereits Nutzungskonkurrenzen zwischen der Flächennutzung für die Nahrungsmittelproduktion, für die Bioenergie-Produktion und der Photovoltaik, wenn nein, wie schätzen Sie solche Nutzungskonkurrenzen für die Zukunft ein?**

Aufgrund der extrem unterschiedlichen Größenordnungen (landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland 17 Millionen Hektar, davon energetische Biomassenutzung 1,5 Millionen Hektar gegenüber maximal 0,01 Millionen Hektar für PV) sehen wir weder jetzt noch in der Zukunft jemals eine signifikante Nutzungskonkurrenz.

**3) Welche Größe des Korridors um Autobahnen und Schienenwege ist notwendig, damit die Nutzung von Randstreifen eine wirtschaftlich tragfähige Alternative zur Ackernutzung ist?**

Der Randstreifen sollte nur als Ergänzung, nicht als Ersatz für PV-Anlagen auf ehemaligen Ackerflächen gesehen werden. Für eine wirtschaftliche Nutzung ist wenigstens ein Randstreifen mit einer Tiefe von 500 Metern erforderlich, da bis zu einer Tiefe von rund 100 Metern Abschattungseffekte durch Wälle, Lärmschutzwände und Baumbewuchs die sinnvolle Nutzung für die PV behindern können.

**4) Welche alternativen Möglichkeiten sind statt eines Förderausschlusses auf Ackerflächen geeignet, um die Konflikte der PV-Freiflächen mit anderen Interessen (Schutz gegen überhöhte Pachtpreise, Nutzungskonkurrenzen, Flächenverbrauch, Landschaftsbild) wirksam zu begrenzen?**

Hohe Pachtpreise sind ein Effekt der letzten Monate. Die Möglichkeit extrem hoher Pachtpreise steht und fällt mit der Höhe der Vergütung. So fern argumentiert wird, dass die Höhe der Vergütung nur deshalb keine signifikante Wirkung auf die Pachtpreise habe, weil die Größenordnungen unterschiedlich seien, wird die treibende Kraft hinter den hohen Pachtpreisangeboten übersehen: Der Wunsch von spekulativen Investoren, noch schnell zum Zug zu kommen, bevor die Phase der hohen Renditen vorbei ist. Sobald die Anlagenrenditen wieder auf dem normalen Niveau von 7,4 Prozent angekommen sind, werden diese Akteure automatisch das Feld verlassen.

Eine Nutzungskonkurrenz sehen wir nicht (Siehe Frage 2). Für alle anderen Aufgaben gibt es die kommunale Planung, deren Aufgabe es ist, die berechtigten Wünsche aller Beteiligten miteinander in Einklang zu bringen.

#### **D. Fragen der Fraktion DIE LINKE.**

**1) Wie beurteilen Sie die Flächenkonkurrenz zwischen der Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen durch PV-Freiflächenanlagen und der landwirtschaftlichen Nutzung als Ackerfläche?**

Es gibt keine Flächenkonkurrenz zwischen der Nahrungsmittelproduktion (die rund 17 Millionen Hektar Ackerfläche beansprucht) und der Photovoltaik (die derzeit bestenfalls 0,01 Millionen Hektar beansprucht).

**2) Welcher maximale Flächenbedarf an (ehemaligen) Ackerflächen für PV-Freiflächenanlagen ergäbe sich mittel- und langfristig bei einem Fortbestand der bisherigen Einspeisevergütung?**

Wenn das Ziel einer regenerativen Vollversorgung angestrebt wird, wäre eine Fläche in der Größenordnung von einem Prozent der landwirtschaftlichen Fläche (0,2 Millionen Hektar) vollkommen ausreichend. Diese Flächen mit PV-Anlagen würden weiterhin wichtige landwirtschaftliche Funktionen ausüben. Als Rückzugsgebiete für bedrohe Tier- und Pflanzenarten würden die dort lebenden Insektenvölker beispielsweise dem Bienensterben entgegenwirken und die Bestäubung der landwirtschaftlichen Nutzpflanzen sicherstellen.

**3) Welche Einschränkung sollten beim Vergütungsanspruch oder bei der Höhe der Vergütung für PV-Anlagen auf ehemaligen Ackerflächen getroffen werden (z.B. Anlagengröße; Flächengröße; Bodengüte; Naturschutz; Landschaftsbild) um die Nutzungskonkurrenzen zu minimieren? (bitte möglichst konkrete Angaben)**

Viele kleinere (<5 MW) verteilte Anlagen alle paar Kilometer sind ideal, um vernetzte Rückzugsgebiete für bedrohe Tier- und Pflanzenarten bereit zu stellen. Faktoren wie Bodengüte und Landschaftsbild sollten von den zuständigen kommunalen Planungsbehörden abgewogen werden. Vorgaben hierzu im EEG sind nicht dienlich.

**4) Welche alternativen Möglichkeiten sind statt eines Förderausschlusses auf Ackerflächen geeignet, um die Konflikte der PV-Freiflächen mit anderen Interessen (Schutz gegen überhöhte Pachtpreise, Nutzungskonkurrenzen, Flächenverbrauch, Landschaftsbild) wirksam zu begrenzen?**

- Überhöhte Pachtpreise: eine angemessene Vergütung verhindert automatisch überzogene Pachtpreisangebote (Siehe auch Antwort IV.C.4)
- Nutzungskonkurrenz: Ausschließliche intensive landwirtschaftliche Nutzung führt auch für die konventionelle Landwirtschaft zu Problem mit der fehlenden Bestäubung der Nutzpflanzen. Die PV ist eher eine sinnvolle Ergänzung als schädliche Konkurrenz, da sie Rückzugsgebiete für bedrohte Tierarten, darunter die bestäubenden Insekten bereitstellt.
- Flächenverbrauch: Die PV verbraucht per Definition keine Flächen. Sie schafft vielmehr wertvolle Biotope. Die Versiegelung liegt unter einem Prozent der genutzten Fläche.
- Landschaftsbild: PV-Anlagen sind Ausdruck einer neuen Energiepolitik und sollten als solche positiv wahrgenommen werden. Auf jeden Fall sind sie weniger störend als Braunkohletagebaue.

## **E. Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

### **1) Was ist unter ökonomischen Gesichtspunkten davon zu halten, gerade die agrarischen Freiflächen von der Solarstromvergütung auszuschließen?**

PV-Freiflächenanlagen liefern den mit Abstand billigsten Solarstrom. Würde dieses Marktsegment beschnitten, so würden die normalerweise dort platzierten Solarmodule (es werden ja nicht weniger produziert) auf Dächern installiert, wo sie eine höhere Vergütung erhielten. Die so errichteten Anlagen erhielten eine um etwa ein Drittel höhere Vergütung, was zu einem Anstieg der EEG-Umlagekosten führen würde.

### **2) Halten Sie eine Regelung anhand der Ackerzahl als Bewertungszahl für die Qualität des Ackers (basierend auf dem Bodenschätzungsgesetz und im Liegenschaftskataster eingetragen) als eine unbürokratische Variante, um zwischen vergütungsfähigen – und nicht vergütungsfähigen Freiflächenanlagen auf Ackerflächen zu differenzieren?**

Nein, dazu sind die Ackerzahlen in Deutschland zu ungleich verteilt. In einzelnen Bundesländer dürften dann kaum noch Anlagen errichtet werden. Die positiven Effekte wie Rückzugsgebiete für bedrohte Tier- und Pflanzenarten und Ansiedlung von Insektenvölkern, die in der Landwirtschaft die Bestäubung vornehmen, würden aus diesen Bundesländern gleichsam verbannt.

### **3) Halten Sie es für sinnvoll, den landwirtschaftlichen Anbau zukünftig auf Flächen mit Freiflächenanlagen zu erlauben oder aus welchen Gründen sollte dieser weiterhin verboten bleiben?**

Würde der landwirtschaftliche Anbau erlaubt werden, würden diese Flächen nicht mehr als Rückzugsflächen für bedrohte Tier- und Pflanzenarten zur Verfügung stehen. Ob diese Funktion im Einzelfall erforderlich ist, kann nur die kommunale Bauleitplanung entscheiden. Es sollte daher überlegt werden, diese Entscheidungen an die Kommunen zu delegieren.

### **4) Haben Sie weitere alternative Vorschläge, wie ein Gegensatz zwischen PV-Freiflächen und ackerbaulicher Nutzung verringert werden kann?**

Da PHOTON keinen Gegensatz sieht, wüssten wir auch nicht, wie der Gegensatz verringert werden könnte.

## V. Übergangsregelung

### A. Fragen der Fraktion der CDU/CSU

**1) Wie verlaufen heute üblicherweise kommunale Genehmigungsverfahren von Freiflächen-Anlagen?**

Die Genehmigungsverfahren verlaufen wie andere Bauvorhaben auch in der Bauleitplanung. Es gibt bislang keine Privilegierung für PV-Anlagen.

**2) Wie lange dauert die Entwicklung von PV Freiflächenanlagen von Flächensichtung über Erhalt aller notwendigen Genehmigungen für die Errichtung von Freiflächenprojekten bis zum Netzanschluss?**

Übliche Zeiträume für das Genehmigungsverfahren liegen bei durchschnittlich 20 Monaten. Der Durchschnitt der Bauphase liegt bei rund 35 Monaten. Es gibt Beispiele für Projekte, bei denen sich Genehmigung und Bau über 6 Jahre hingezogen haben. Anzumerken ist, dass der Investor oftmals keinen Einfluss auf den zeitlichen Ablauf hat, da er zwingend auf behördliche Genehmigungen angewiesen ist.

**3) Halten Sie die zur Debatte stehenden Übergangsregelungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Sinne des Vertrauensschutzes und der Rechtssicherheit gegenüber potentiellen Anlagenbetreibern für angemessen und rechtlich tragfähig?**

Nein, die derzeit geplanten Übergangsregelungen sind vollkommen unzureichend. Hierbei muss vor allem beachtet werden, dass bis vor wenigen Wochen die Investoren zwar Kenntnis von einer bevorstehenden Absenkung der Vergütung hatten und diese auch der Höhe nach aufgrund des Koalitionsvertrages einschätzen konnten. Keinesfalls konnte irgend jemand damit rechnen, dass die PV-Freiflächenanlagen auf vormaligen Ackerflächen vollständig aus der Vergütung nach dem EEG genommen werden sollten. So konnte bis zum Vorliegen des derzeitigen Entwurfes jeder Investor darauf vertrauen, dass er seine Anlage - wenn auch mit geringerer Vergütung - bauen und betreiben kann. In diesem Sinne sind die jetzt angebotenen Übergangsregelungen mit Sicherheit zu kurz. Eine Frist bis mindestens Ende 2011 ist erforderlich. Energiepolitisch richtig ist aber, den Ausschluss der PV-Anlagen auf vormaligen Ackerflächen zurück zu nehmen und - wenn man sich Sorgen um eine mögliche Flächenkonkurrenz macht - eine flächenmäßige Begrenzung auf 1 Prozent der landwirtschaftlichen Nutzfläche in das Gesetz einzuarbeiten.

**4) Halten Sie die zur Debatte stehenden Übergangsregelungen für Photovoltaik-Dachanlagen im Sinne des Vertrauensschutzes gegenüber potentiellen Anlagenbetreibern für angemessen?**

Die Übergangsregelungen sind angemessen, da schon seit mehreren Monaten klar war, dass die Vergütungsanpassungen angesichts der aktuellen Entwicklung der Kosten und der Anlagenpreise in der genannten Größenordnung erfolgen würde.

### B. Fragen der Fraktion der SPD

- 1) **Wie lange dauert durchschnittlich die Bauleitplanung für einen Solarpark (unterteilt in kleinere, mittlere und größere Projekte) in einer mittelgroßen Kommune (ca. 70 000 EW) auf einer Grün-/Ackerfläche, d.h. ohne dass wertvolle oder gar geschützte Biotop tangiert werden?**

Übliche Zeiträume für das Genehmigungsverfahren liegen bei durchschnittlich 20 Monaten. Der Durchschnitt der Bauphase liegt bei rund 35 Monaten. Es gibt Beispiele für Projekte, bei denen sich Genehmigung und Bau über 6 Jahre hingezogen haben. Anzumerken ist, dass der Investor oftmals keinen Einfluss auf den zeitlichen Ablauf hat, da er zwingend auf behördliche Genehmigungen angewiesen ist.

- 2) **Hat also ein Investor, der sein Vorhaben für einen Solarpark z.B. im letzten Halbjahr 2009 begonnen hat, eine Chance, sein Projekt unter den Bedingungen der bisherigen Förderung fertig zu stellen?**

Nein, er hat praktisch keine Chance.

**Wenn nein, muss dem Investor die Chance gegeben werden, sein Projekt unter durchschnittlichen Verhältnissen fertig zu stellen, um in den Genuss der alten Rechtslage zu kommen oder haben wir es hier mit der Verweigerung des notwendigen Vertrauensschutzes zu tun?**

Im Hinblick auf den Vertrauensschutz muss dem Investor die Möglichkeit gegeben werden, begonnene Projekte fertig zu stellen. Es darf nicht vergessen werden, dass weder im Wahlkampf, noch im Koalitionsvertrag, noch im Eckpunktepapier vom 20.01.2010 von Minister Dr. Röttgen von einer Abschaffung der Vergütung für PV-Anlagen auf vormaligen Ackerflächen die Rede war. Vielmehr hat der Minister noch im Januar 2010 angekündigt, die im aktuellen Gesetz bestehende Befristung für PV-Anlagen auf Ackerflächen bis zum Jahr 2015 aufzuheben und PV-Anlagen auf Ackerflächen weiter zu fördern. Alle Investoren durften daher darauf vertrauen, dass es weiterhin und unbegrenzt eine (wenn auch reduzierte) Vergütung für PV-Anlagen auf vormaligen Ackerflächen geben wird.

- 3) **Welche Übergangsregelungen sind notwendig, um den Investoren Planungssicherheit auf einer hinreichend sicheren rechtlichen Vertrauensbasis zu bieten?**

Angesichts der langen Planungs- und Genehmigungszeiträume muss den Investoren mindestens bis Ende 2011 Zeit gegeben werden.

### **C. Fragen der Fraktion der FDP**

- 1) **Wie verlaufen heute üblicherweise kommunale Genehmigungsverfahren von Freiflächen-Anlagen und wie lange dauert die Entwicklung von PV Freiflächenanlagen von Flächensichtung über Erhalt aller notwendigen Genehmigungen für die Errichtung von Freiflächenprojekten bis zum Netzanschluss?**

Übliche Zeiträume für das Genehmigungsverfahren liegen bei durchschnittlich 20 Monaten. Der Durchschnitt der Bauphase liegt bei rund 35 Monaten. Es gibt Beispiele für Projekte, bei denen sich Genehmigung und Bau über 6 Jahre hingezogen haben. Anzumerken ist, dass der

Investor oftmals keinen Einfluss auf den zeitlichen Ablauf hat, da er zwingend auf behördliche Genehmigungen angewiesen ist.

- 2) **Halten Sie die zur Debatte stehenden Übergangsregelungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Sinne des Vertrauensschutzes und der Rechtssicherheit gegenüber potentiellen Anlagenbetreibern für angemessen und rechtlich tragfähig und welche Alternativen sehen Sie ggf. unter der Maßgabe, nicht neue Gestaltungsmöglichkeiten zu ermöglichen?**

Die Übergangsregelungen müssten bis Ende 2011 verlängert werden. Bei der Nutzung von Gewerbeflächen nach Baunutzungsverordnung werden Gewerbeflächen im Sinne der §8 und 9 erwähnt, nicht aber solche nach §1. Diese sollten mit einbezogen werden.

- 3) **Welche Ankündigungseffekte hinsichtlich Preis und Menge und welche sonstigen Verwerfungen („Sommerschlussverkauf“) sind bereits eingetreten bzw. erwarten Sie aufgrund der geplanten Gesetzesnovelle?**

Die Ankündigung einer Sonderabsenkung hat erwartungsgemäß zu einer Beschleunigung von Bauvorhaben geführt. Der limitierende Faktor für den Zubau bis Mitte 2010 ist aktuell die Kapazität der Installateure. PHOTON erwartet einen Zubau von 3 bis 4 GW bis zur Mitte des Jahres. Aktuell sind im Markt schon wieder steigende Preise bei einzelnen Komponenten zu beobachten (z.B. Wechselrichter).

#### **D. Fragen der Fraktion DIE LINKE.**

- 1) **Ist der im Gesetzesentwurf vorgesehene Stichtag (vor 1. Januar 2010) für das Vorliegen eines Bebauungsplans, in dem ehemalige Ackerflächen als Grünflächen zur Errichtung von PV-Anlagen ausgewiesen sind, als Übergangsregelung angemessen, damit bereits bestehende Projektplanungen für PV-Freiflächenanlagen auf ehemaligen Ackerflächen noch gefördert werden, insbesondere mit Blick auf die erforderlichen Zeiträume für die Projektierung von Freiflächenanlagen und für die Ausweisung von Bebauungsplänen sowie den Vertrauensschutz der Projektplaner?**

Da noch im Januar 2010 Minister Dr. Röttgen bestätigt hat, dass PV-Anlagen auf vormaligen Ackerflächen weiter eine Vergütung erhalten, ist der jetzt gewählte Termin ein Verstoß gegen den Vertrauensschutz. Wenn PV-Anlagen auf vormaligen Ackerflächen zukünftig keine Vergütung mehr erhalten sollten, was energiepolitisch ein fataler Fehler wäre, so wäre der Termin auf den 1. Juli 2010 zu legen, um den Verwaltungen die Gelegenheit zu geben, begonnene Genehmigungsverfahren ordnungsgemäß abzuschließen.

#### **E. Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

- 1) **Welche Vorlaufzeiten brauchen typischerweise Freiflächenanlagen von der Projektierung über die Baugenehmigung bis zur Inbetriebnahme?**

Übliche Zeiträume für das Genehmigungsverfahren liegen bei durchschnittlich 20 Monaten. Der Durchschnitt der Bauphase liegt bei rund 35 Monaten. Es gibt Beispiele für Projekte, bei denen sich Genehmigung und Bau über 6 Jahre hingezogen haben. Anzumerken ist, dass der Investor oftmals keinen Einfluss auf den zeitlichen Ablauf hat, da er zwingend auf behördliche Genehmigungen angewiesen ist.

- 2) **Wie sollte aus Ihrer Sicht geregelt werden, dass Anlagenbetreiber keine finanziellen Nachteile dadurch erleiden, dass die Netzbetreiber trotz betriebsfähiger Anlage keinen Netzanschluss für die Photovoltaik-Anlage ermöglichen und die Anlage somit erst nach einem für die Förderhöhe relevanten Stichtag vergütungsfähig wird?**

Es sollte klar sein, dass bereits ein funktionsfähiger Generator (Solarmodulfeld) unabhängig vom Vorhandensein eines Netzanschlusses für den Beginn der Vergütungsfähigkeit genügt.

## VI. Eigenverbrauch

### A. Fragen der Fraktion der CDU/CSU

- 1) **Führt die zur Debatte stehende Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Bereich des Eigenverbrauches zu einem Absinken oder einer Ausweitung des Fördervolumens für Solaranlagen gegenüber heute?**

Da die Rendite für den Betreiber steigt (was gewollt ist) wird das Volumen an PV-Anlagen steigen. Somit wird, auch bei minimal geringerer nomineller Umlage, das Fördervolumen absolut steigen.

- 2) **Schafft die Förderung des Eigenverbrauchs einen zusätzlichen Anreiz zur Errichtung von Photovoltaikanlagen?**

Da die Rendite auch bei den Anlagen steigt, bei denen der Betreiber keine besonderen Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs unternimmt (Windfall-Profit), geht von der Eigenverbrauchsförderung ein zusätzlicher Anreiz aus.

- 3) **Führt die vorgeschlagene Förderung des Eigenverbrauchs zu einer Entlastung bei den Kosten für die Netzintegration des Photovoltaikstroms?**

Nein, die Netze müssen schon aufgrund der gesetzlichen Vorgaben im EEG immer in dem Maße ausgebaut werden, wie sie auch bei vollständiger Einspeisung ausgebaut werden müssten.

- 4) **Entstehen durch die Regelungen zum Eigenverbrauch Anreize für Innovationen und Investitionen im Bereich der Speichertechnologie?**

Innovationen im Stromspeicherbereich benötigen einigen zeitlichen Vorlauf. Die Regelung im aktuellen Entwurf des Gesetzes setzen schon aufgrund der zu kurzen Frist keinen Anreiz. Zu Bevorzugen wäre eine Regelung nach dem von uns vorgeschlagenen Netzentlastungsbonus.

## **B. Fragen der Fraktion der SPD**

- 1) Welche Auswirkungen hat eine Stärkung des Eigenverbrauchs auf die Entwicklung von Innovationen in der Solar- und Gebäudetechnik.**

Keine. Die Mengen der benötigten Geräte ist zu gering und die Förderdauer zu kurz.

- 2) Welche Vorteile und insbesondere welches Entlastungsvolumen für das EEG und somit die Stromverbraucher sehen Sie durch eine Stärkung des Eigenverbrauchs im EEG?**

Da die Eigenverbrauchsförderung durch Windfall-Profit die Anlagenrenditen erhöht, wird es zu einem erhöhten Zubau kommen. Trotz der nominal geringeren EEG-Umlage pro Kilowattstunde wird durch die Tatsache, dass viel mehr Kilowattstunden vergütet werden müssen, das Umlagevolumen steigen.

- 3) Wie hoch muss der Anreiz für den Eigenverbrauch sein, wenn mit diesem Anreiz Investitionen in intelligente Haustechnik und Speichertechniken angestoßen werden sollen sowie die Nutzung auch für Gewerbestromkunden attraktiv sein soll - dies unter Berücksichtigung tatsächlicher Arbeitspreise für Strom bei den verschiedenen Kundensegmenten?**

Aufgrund des geringen Volumens (im Verhältnis zur Summe aller in Deutschland verkauften Haushaltsgeräte) wird es kein umfassendes Angebot entsprechender Geräte geben. Für das Anreizen der Entwicklung von Speichertechniken ist die Förderdauer zu kurz. Da hier noch keine ausreichenden Produktionskapazitäten bestehen, werden keine innovativen Stromspeicher produziert werden können. Allenfalls werden handelsübliche Bleiakumulatoren zum Einsatz kommen.

## **C. Fragen der Fraktion der FDP**

- 1) Führt die zur Debatte stehende Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Bereich des Eigenverbrauches zu einem Absinken oder einer Ausweitung des Marktvolumens und der Wälzungssumme für Solaranlagen gegenüber heute und welche Veränderungen wären ggf. dahingehend sinnvoll?**

Da die Eigenverbrauchsförderung durch Windfall-Profit die Anlagenrenditen erhöht, wird es zu einem erhöhten Zubau kommen. Trotz der nominal geringeren EEG-Umlage pro Kilowattstunde wird durch die Tatsache, dass viel mehr Kilowattstunden vergütet werden müssen, das Umlagevolumen steigen. Die Förderung des Eigenverbrauchs ist ein Systembruch im EEG, mit weitreichenden negativen Konsequenzen (siehe anliegendes Thesenpapier Eigenverbrauch). Es sollte auf jedwede Eigenverbrauchsförderung verzichtet werden.

- 2) Führt die vorgeschlagene Förderung des Eigenverbrauchs zu einer Entlastung bei den Kosten für die Netzintegration des Photovoltaikstroms oder Anreize für Innovationen und Investitionen im Bereich der Speichertechnologie und, wenn nein, welche Veränderungen könnten dies erreichen?**

Nein, die Netze müssen schon aufgrund der gesetzlichen Vorgaben im EEG immer in dem Maße ausgebaut werden, wie sie auch bei vollständiger Einspeisung ausgebaut werden müssten. Aufgrund der kurzen Frist ist die aktuell angedachte Regelung nicht dazu in der Lage, die Entwicklung neuartiger preiswerter Stromspeicher anzureizen. Dazu ist die Förderung auch zu hoch: Mit der vorliegenden Förderhöhe wäre sogar der Einsatz von Bleiakkumulatoren betriebswirtschaftlich möglich. PHOTON schlägt daher auch einen Netzentlastungsbonus anstatt einer Eigenverbrauchsförderung vor (siehe PHOTON-Positionspapier im Anhang). Wenn überhaupt, würde die Förderung des Eigenverbrauchs nur dann einen Sinn ergeben, wenn der Einbau eines ausreichend großen Stromspeichers (Leistung der Anlage in Kilowatt mal sechs ergibt die notwendige Größe des Stromspeichers in Kilowattstunden) vorgeschrieben wäre.

- 3) Welche Auswirkungen sind durch die vorgesehene stärkere Förderung des Eigenverbrauchs bezüglich der Anreizwirkungen auf der Seite tatsächlicher oder potentieller Anlagenbetreiber, hinsichtlich der Netzstabilität, der Netzkosten, der kommunalen Einnahmen aus Konzessionsabgaben, auf Netzentgelte und EEG-Umlage für Endverbraucher von Strom zu erwarten?**

Umfangreiche Antworten zu diesem Themenkomplex finden sich im angehängten „Thesenpapier Eigenverbrauch“

- 4) Könnte durch eine Pflicht zur Installation von Akkumulatoren oder die Vorgabe eines lastoptimierten Einsatzes des gespeicherten Stroms oder die Vorgabe 100%igen Eigenverbrauchs als Fördervoraussetzung die Belastung des Stromnetzes vermieden oder vermindert werden und wann wären die technischen Voraussetzungen dafür verfügbar?**

Akkumulatoren ausreichender Größe würden die Belastung der Stromnetze signifikant reduzieren. Eine entsprechende Vergütung von gespeichertem Strom in Höhe von rund 3 Cent je Kilowattstunde würde einen Anreiz zum Aufbau einer kostenoptimierten Akkumulatorenproduktion schaffen. Mit einem Vorlauf von zwei bis drei Jahren muss gerechnet werden.

- 5) Sind Ihnen konkrete Techniken bekannt, welche es ermöglichen, dass die gesamte Tagesproduktion einer Solarstromanlage von beispielsweise sechs Kilowattstunden je installiertem Kilowatt PV-Anlagenleistung gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages an das Netz abgegeben werden kann, wann wären ausreichende Akku-Kapazitäten vorhanden und welche Kosten verursachen solche Anlagen aktuell und in der Prognose für die Zukunft?**

Akkumulatoren auf Basis der maßgeblich in Deutschland entwickelten NaS-Technologie (Natrium/Schwefel) können dies leisten. Derzeit gibt es nur zwei Hersteller weltweit, einer in Japan (NGK) und einer in den USA (Ceramatec). Die Materialkosten sind mit 10 Euro pro Kilowattstunde sehr gering, heutige Verkaufspreise liegen bei etwa 150 Euro pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Bei Massenproduktion sollten Verkaufspreise von 50 Euro pro Kilowattstunde problemlos möglich sein. Mit einem Netzentlastungsbonus von 3 Cent je Kilowattstunde zwischengespeichertem Solarstrom wäre ein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

- 6) Wo läge im Vergleich zur geplanten Eigenverbrauchsförderung der Vorteil eines so genannten "Netzentlastungsbonus", wonach eine erhöhte Vergütung dann gezahlt würde, wenn durch technische Maßnahmen sichergestellt ist, dass die**

**gesamte Tagesproduktion der Solarstromanlage gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages an das Netz abgegeben wird?**

Ein Netzausbau müsste nur noch in sehr seltenen Fällen erfolgen. Die mit dem Netzausbau anfallenden Kosten zu Lasten der Stromverbraucher würden nicht entstehen.

- 7) **Wie verhält sich das Modell der Eigenverbrauchsförderung zu dem Ziel durch Schaffung intelligenter Netze das „demand side management“ zu verbessern z.B. durch die Angebotspflicht lastabhängiger Endkumentarife?**

Die Eigenverbrauchsförderung optimiert unsinniger Weise das System „Haushalt“ statt das System „Stromnetz“. Intelligente Netze (Smart-Grid) optimieren in sinnvoller Weise das Gesamtsystem.

- 8) **Wäre es gesetzessystematisch möglich und sinnvoll, statt der Befristung der Eigenverbrauchsregelung entsprechend der Anlagen-Inbetriebnahme (dann aber mit der 20-jährigen Garantie) vorzusehen, dass eigenverbraucher Strom aus neuen Anlagen zunächst nur bis zum 31.12.2011 die Eigenverbrauchsförderung erhält und in der EEG-Novelle 2012 dann neu über die Eigenverbrauchsvergütung dieser Anlagen entschieden wird?**

Die Befristung wäre möglich und sinnvoll. Eigenverbrauch ist aus vielen Gründen schädlich für das Gesamtsystem „Stromnetz“ und für das EEG. Unter der beschriebenen Vorgehensweise würde sich kaum ein Betreiber zum Eigenverbrauch entschließen. Das wäre zu begrüßen.

**D. Fragen der Fraktion DIE LINKE.**

- 1) **Wie hoch muss eine zusätzliche Vergütung sein, um ausreichende Anreize für den Eigenverbrauch produzierten PV-Stroms zu setzen?**

Die im Gesetzesvorschlag vorgesehe Vergütung ist ausreichend, um diesen Effekt zu erreichen.

**E. Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

- 1) **Wie hoch sollte der Eigenverbrauchsvergütungsvorteil gegenüber der Einspeisungsvergütung sein, um einen ausreichenden Anreiz zu generieren und ab welcher Höhe ist eine Überförderung zu befürchten?**

Die im Gesetzesvorschlag vorgesehe Vergütung ist ausreichend, um einen zusätzlichen Anreiz zum Bau von noch mehr PV-Anlagen zu schaffen. Da die vorgeschlagene Höhe bereits zu Windfall-Profits führt, ist der Tatbestand einer Überförderung bereits gegeben.

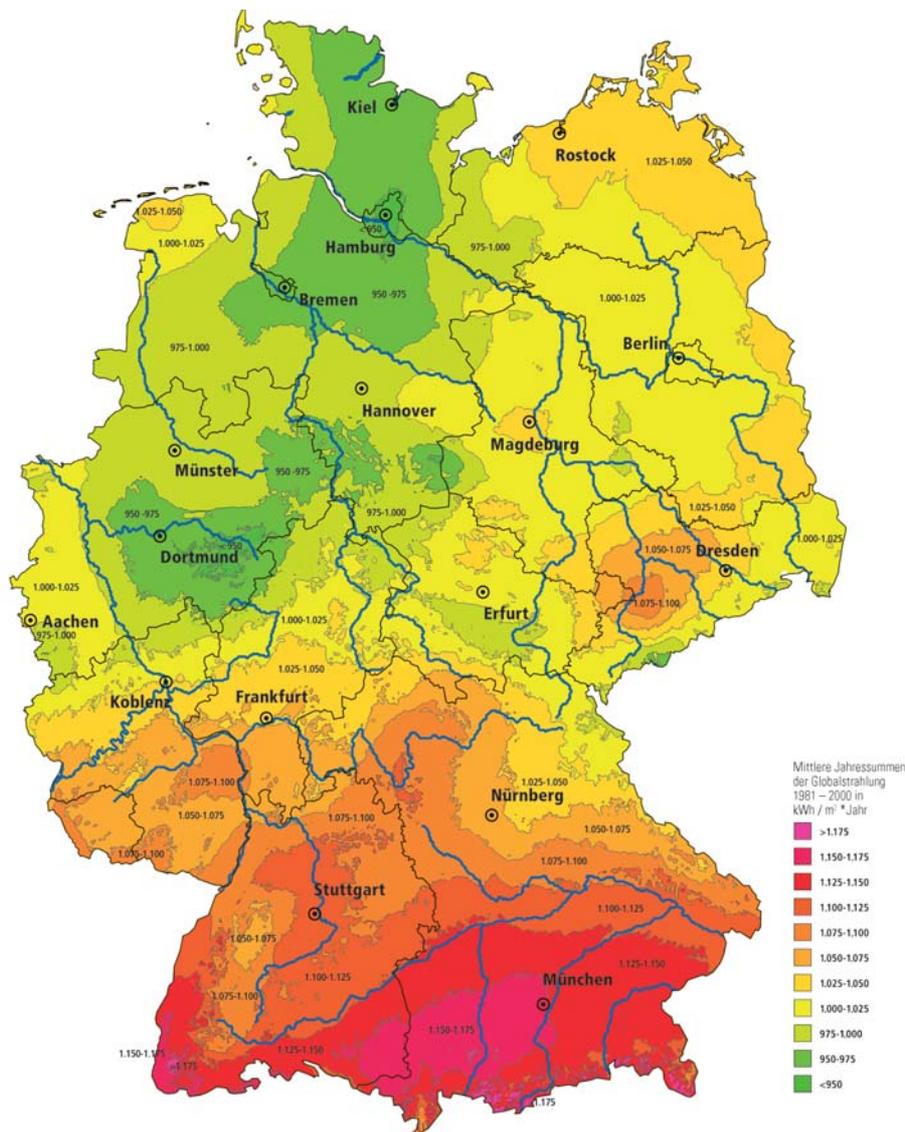
- 2) **Halten Sie den zugrunde liegenden Berechnungsmodus für die Eigenverbrauchsvergütung für stimmig, oder wo müsste hier nachkorrigiert werden?**

Aufgrund der vielen negativen Konsequenzen der EEG-systemwidrigen Eigenverbrauchsförderung (siehe Thesenpapier Eigenverbrauch) sollte auf die Förderung des Eigenverbrauchs ganz verzichtet werden. Statt dessen ist ein Netzentlastungsbonus in das Gesetz auf zu nehmen.

**3) Wie sollte die Eigenverbrauchsregelung gestaltet werden, damit der Stromverbrauch des PV-Stromerzeugers so angereizt werden kann, dass Lastspitzen im Netz verringert werden?**

Eine solche Anreizung ist systematisch nur mit Stromspeichern möglich. Jede einzelne Lastspitze, auch wenn sie nur einmal im Jahr auftritt, muss vom Netzbetreiber aufgrund gesetzlicher Regelungen im EEG aufgenommen werden. Nur ein Stromspeicher kann diesen Fall mit Sicherheit verhindern.

# Vorschlag für eine optimierte Anpassung der Solarstromvergütung im Rahmen der EEG-Anpassung an die veränderten Marktbedingungen



PHOTON - das Solarstrom-Magazin

Philippe Welter (Herausgeber)

Aachen, den 5. April 2010

## Vorwort

Aus der bisherigen Diskussion zur Anpassung des EEG in Bezug auf die Solarstromvergütung lassen sich, auch wenn der bisher in der Koalition ausgehandelte Kompromiss gescheitert ist, folgende Anforderungen der Politik an die zukünftige Entwicklung der Solarstromförderung ablesen:

- Dämpfung der Zunahmegeschwindigkeit der PV-induzierten EEG-Umlagekosten und somit die Begrenzung der Mehrkosten für die Stromkunden
- Verbesserung der Netzintegration
- Vermeidung lokaler Konkurrenzsituation um Freiflächen

PHOTON ist der weltweit führende Fachverlag im Bereich der solaren Stromerzeugung (11 Büros auf 3 Kontinenten, rund 200 Mitarbeiter, 7 Publikationen in 5 Sprachen, Organisation von Konferenzen und Messen, darunter der Photovoltaic Technology Show Europe, der Leitmesse für das Produktionsequipment der Photovoltaikbranche).

PHOTON beobachtet seit über 15 Jahre die Entwicklung der Solarstromförderung und berichtet hierüber. Die Gründungsgesellschafter waren schon lange vor der Verlagsgründung ehrenamtlich in einer Vielzahl von Solar- und Umweltvereinen tätig. Unter anderem haben sie die ersten Förderprogramme nach dem Muster der „kostendeckenden Vergütung“, der Grundlage des deutschen EEGs, maßgeblich mit auf den Weg gebracht. Es ist die Motivation dieser Menschen, mittels des EEGs eine schnellstmögliche und billigstmögliche Markteinführung der Photovoltaik zu erreichen. Die beiden Attribute „schnellstmöglich“ und „billigstmöglich“ sind kein Widerspruch, sondern gehen im Gegenteil Hand in Hand.

Wie jede andere Technologie auch entwickelt sich die Photovoltaik entlang der sogenannten Lernkurve. Die Lernkurventheorie gibt empirischen Aufschluss darüber, wie sehr sich die Kosten (nicht die Preise!) einer neuen Technologie reduzieren, wenn die kumuliert installierte Leistung verdoppelt wird. Bei der Photovoltaik geht die Wissenschaft von einem Lernfaktor von 15 bis 20 Prozent aus. Das bedeutet, dass sich die Kosten um diesen Betrag vermindern, wenn die insgesamt installierte Leistung an Solarstromanlagen weltweit (!) verdoppelt wird. In den letzten Jahren verdoppelte sich die insgesamt weltweit installierte Leistung der Photovoltaik etwa alle 2 Jahre. Daraus folgt eine jährliche Kostenreduktion von etwa 8 - 10 Prozent.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Weltproduktion MW	9	13	18	25	35	50	70	100	140	202
Zuwachs in %		44	38	39	40	43	40	43	40	44
Kumuliert MW		22	40	65	100	150	220	320	460	662
Lernkurvenfaktor			14,73	11,25	9,69	9,00	8,40	8,18	7,88	7,90
Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Weltproduktion MW	287	401	560	750	1.245	1.815	2.536	4.279	7.910	
Zuwachs in %	42	40	40	34	66	46	40	69	85	
Kumuliert MW	949	1.350	1.910	2.660	3.905	5.720	8.256	12.535	20.445	
Lernkurvenfaktor	7,80	7,61	7,47	7,07	8,42	8,37	7,98	9,33	11,36	

Quelle: PHOTON International, Berechnungsgrundlage 18% Lernkurvenfaktor

## **Photovoltaik als Klimaschutzmaßnahme - nur möglich mit schneller Kostenreduktion**

Die Photovoltaik hat die höchste flächenbezogene Effizienz aller erneuerbarer Energien die letztlich auf Solarenergie basieren. Die Effektivität ist etwa 20 mal so hoch wie die der Biomasse.

Photovoltaik ist heute noch die teuerste erneuerbare Energie, aber auch diejenige, die am schnellsten billiger wird, aktuell mit etwa 10 Prozent pro Jahr. Demgegenüber werden die anderen erneuerbaren Energien teilweise schon wieder teurer (Wind Offshore, Biomasse), weshalb deren Vergütungssätze bereits wieder angehoben werden mussten (EEG 2009). Photovoltaik auf Ackerflächen wird schon 2011 billiger sein als die mit speziellen Boni geförderte Biomasse.

Eine Verteuerung einer erneuerbaren Energie tritt immer dann ein, wenn zum einen der „Brennstoff“ bei steigender Nutzung immer teurer wird, da die Anbauflächen wie beispielsweise bei der Biomasse begrenzt sind. In Deutschland ist dieser Punkt bereits erreicht: Eine nennenswerte Ausweitung (um eine Größenordnung, Faktor 10) der Biomasseproduktion kann inländisch nicht mehr erfolgen (es sei denn, man würde auf die Nahrungsmittelproduktion verzichten).

Zum anderen kann eine Verteuerung eintreten, wenn die Lernkurve bereits so weit durchlaufen wurde oder die Zubaugeschwindigkeit soweit nachgelassen hat, dass Inflationseffekte die technologiebezogene Kostensenkung aufzehren, wie dies beispielsweise bei der Windenergie bereits partiell geschieht.

Die Photovoltaik dagegen kann noch auf Jahre hinaus dynamisch wachsen. Weltweit waren Ende 2008 erst rund 20 Gigawatt PV-Leistung auf diesem Planeten installiert. Das entspricht der Stromproduktion von 4 großen Kohlekraftwerken. Allerdings wächst die PV auch rasant: Bis Ende 2010 werden weltweit rund 40 Gigawatt installiert sein. Damit wird in den beiden letzten Jahren genau so viel PV-Leistung installiert worden sein, wie in den 20 Jahren zuvor.

**Deutschland hat bislang einen maßgeblichen Anteil an dieser extrem kostensenkenden Entwicklung gehabt. Ende 2009 waren etwa 10 Gigawatt PV-Leistung in Deutschland installiert. Man kann die Wirkung der deutschen Solarstromförderung auf das Weltklima gar nicht hoch genug einschätzen. Ohne die deutsche Solarförderung wären die Kosten dieser Technologie heute noch etwa doppelt so hoch wie sie es aktuell tatsächlich sind.**

Das bedeutet, dass die deutsche Solarstromförderung es insbesondere durch niedrigere Technologiekosten den Entwicklungs- und Schwellenländern ermöglicht, in Zukunft auf eine preiswerte Energiequelle zugreifen zu können, anstatt immer weiter klimaschädliche Kohlekraftwerke bauen zu müssen, um eine wachsende Bevölkerung mit Energie versorgen zu können.

**Selbst wenn Deutschland keine weiteren Klimaschutzmaßnahmen ergreifen würde, könnte es für sich in Anspruch nehmen, den möglicherweise weltweit bedeutendsten Beitrag zum Klimaschutz geleistet zu haben - einfach dadurch, dass es der Photovoltaik ermöglicht hat, schnell billig zu werden.**

## Vorschlag 1 Regionale Differenzierung der Einspeisevergütung

Über die gesamte Fläche der Bundesrepublik variiert die Solarstrahlung im Bereich von etwa 950 bis 1.150 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr in der horizontalen Ebene (siehe Titelseite). Diese Variationsbreite von 21 Prozent ist gering im Vergleich zu der der Windenergie. Da es bislang im EEG aber keine regionale Ausdifferenzierung der Einspeisevergütung für Solarstrom gibt, ballt sich der Großteil der gesamten Installation in Bayern und Baden-Württemberg (54% des Neuzubaus Januar bis September 2009, Quelle: Bundesnetzagentur). Hiermit ist inzwischen die Notwendigkeit großflächiger Netzverstärkungen in diesen beiden Bundesländern im Nieder- und Mittelspannungsnetz verbunden. Gleichzeitig könnten in den anderen Bundesländern noch viele PV-Anlagen ganz ohne Netzverstärkungsmaßnahmen angeschlossen werden. Somit werden die bestehenden Potentiale der Stromnetze durch die bisherige undifferenzierte Fördersystematik systematisch volkswirtschaftlich nicht optimal genutzt. Im Rahmen der anstehenden Überarbeitung der Einspeisetarife schlagen wir deshalb eine einfache regionale Differenzierung vor, die sich am Durchschnitt der solaren Einstrahlung eines jeden Bundeslandes orientiert. Eine erste grobe Übersicht ergibt folgendes Bild:

Bundesland	jährliche Einstrahlung in kWh / m2 in horizontaler Ebene	Mehreinstrahlung gegenüber Referenz (950 kWh / m2 a)
Baden-Württemberg	1.125	18%
Bayern	1.150	21%
Berlin	1.000	5%
Brandenburg	1.000	5%
Bremen	950	-
Hamburg	950	-
Hessen	1.000	5%
Mecklenburg-Vorpommern	1.025	8%
Niedersachsen	975	3%
Nordrhein-Westfalen	975	3%
Rheinland-Pfalz	1.025	8%
Saarland	1.050	11%
Sachsen	1.025	8%
Sachsen-Anhalt	1.000	5%
Schleswig-Holstein	950	-
Thüringen	1.000	5%

Neben der aus Netzverstärkungsgesichtspunkten volkswirtschaftlich kostengünstigeren Gleichverteilung der PV-Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland kommt es durch eine regionale Differenzierung der Einspeisevergütung auch zu einem besseren Beschäftigungseffekt im lokalen Handwerk - dass die PV-Anlagen errichtet - in denjenigen Bundesländern, die bisher weniger vom Solarboom profitiert haben. Die sich verbessernde lokale Beschäftigungslage des Handwerks senkt die Sozialausgaben der Kommunen und erhöht die Steuereinnahmen durch die Gewerbesteuer, zuerst beim Bau der Anlagen

(durch die Gewinne im Handwerk) und später durch die Gewinne beim Anlagenbetrieb.

Anstatt, wie bisher angedacht, bundesweit die Vergütung einmalig zum 1. Juli 2010 um 16 Prozent zu senken, schlagen wir eine unterschiedliche Reduktionen für jedes einzelne Bundesland vor. Hierbei gehen wir vom Vorschlag des BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) aus, der kürzlich eine 5-prozentige einmalige Absenkung der Vergütung für möglich gehalten hat, dabei aber vom solartechnisch ungünstigsten Standort der Bundesrepublik ausgegangen war. Wenn dort eine einmalige 5-prozentige Absenkung der Vergütung möglich ist, dann kann unter der Annahme der gleichen effektiven Anlagenrendite an sonnigeren Standorten die Vergütung entsprechend stärker abgesenkt werden.

Ohne die hier vorgeschlagene regionale Ausdifferenzierung würde das gewollte weitere Wachstum des PV-Marktes in Deutschland nach wie vor hauptsächlich in Bayern und Baden-Württemberg stattfinden. Mit der hier vorgeschlagenen Ausdifferenzierung sollte der Ausbau in Bayern und Baden-Württemberg auf dem bisherigen hohen Niveau bleiben (kein Abbau von Arbeitsplätzen im Handwerk), in den übrigen Bundesländern aber deutlich zulegen (mit den erwähnten positiven Effekten für Beschäftigung und Kommunalfinanzen).

Bundesland	einmalige Absenkung der Vergütung zum 1. Juli 2010
Baden-Württemberg	23%
Bayern	26%
Berlin	10%
Brandenburg	10%
Bremen	5%
Hamburg	5%
Hessen	10%
Mecklenburg-Vorpommern	13%
Niedersachsen	8%
Nordrhein-Westfalen	8%
Rheinland-Pfalz	13%
Saarland	16%
Sachsen	13%
Sachsen-Anhalt	10%
Schleswig-Holstein	5%
Thüringen	10%

**Plausibilisierung:** Nach aktuellen Marktrecherchen (Fachzeitschrift PHOTON 4-2010, Seite 143) liegen günstige PV-Anlagenpreise (NICHT Kosten, die sind niedriger) derzeit bei 2.600 Euro pro kW mit schlüsselfertiger Installation. In Bayern erreichen gute Anlagen im 20-Jahresdurchschnitt 1.000 kWh Jahresertrag pro Kilowatt installierter Leistung. Um eine Anlagenrendite von 7,4 Prozent zu erreichen, ist eine Einspeisevergütung von 29 Cent pro Kilowattstunde notwendig (KV-Calc V2.0, siehe nächste Seite). Ausgehend von der aktuellen Vergütung von 39,14 Cent je Kilowattstunde würde eine einmalige Absenkung von 26 Prozent in Bayern die Vergütung auf 29 Cent reduzieren, was, wie gezeigt, den Betreiber eine 7,4-

prozentige Anlagenrendite erzielen lässt. Die Eigenkapitalrendite ist, je nach Kreditkonditionen, noch 1-2 Prozentpunkte höher.

**Hinweis:** Anlagenpreise von 2.600 Euro pro kW lassen sich mit Modulen deutscher Anbieter erzielen (Modulpreise 1,70-1,90 Euro pro Watt). Mit Modulen asiatischer Herkunft sind günstigere Anlagenpreise möglich.

## Berechnungen zur kostendeckenden Vergütung (KV) Berechnung der Vergütung Version 2.0

Solar Verlag GmbH - Wilhelmstraße 34 - 52070 Aachen  
Telefon 0241 / 4003-0 - Telefax 0241 / 4003-300  
Internet: [www.photon.de](http://www.photon.de)

Die jeweils aktuelle Version dieser Software kann von unserem Web-Server kostenlos bezogen werden.

© 1997 - 2002 Solar Verlag, Autoren: Ulrich Dilger und Philippe Welter

### Eingabe

Kaufpreis pro kW	2.600 €
Zuschuß zum Kaufpreis	0 €
verbleibende Kosten	2.600 €
Anteil Eigenkapital (EK)	40 %
Zinssatz EK	6,5 %
Anteil Fremdkapital (FK)	60 %
Zinssatz FK	8,0 %
gemittelter Zins EK und FK	7,4 %
Wartung	1,5 % des Kaufpreises
Zähler	0 € anteilige Kosten
Laufzeit der Vergütung	20,0 Jahre
Ertrag	1000 kWh pro Jahr und kW

### Ausgabe

Höhe der Vergütung **0,29 € pro kWh**

Diese Software wurde mit der größtmöglichen Sorgfalt erstellt. Dennoch können Fehler nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Weder der Verlag noch die Autoren können daher eine Haftung übernehmen.

## **Vorschlag 2**

### **Netzentlastungsbonus statt Eigenverbrauchsförderung**

Bis zu einem Zubau von etwa 50 Gigawatt (entsprechend 8% Stromanteil, also eine vergleichbare Größenordnung in der die Windenergie heute liegt, Solarstrom liegt Ende 2010 bei etwa 2%) kann der Solarstrom jederzeit von den Verbrauchern im Augenblick der Erzeugung verbraucht werden. Einen höheren Solarstromanteil ohne Speicherzubau setzt zwingend ein Smart-Grid voraus, in dem der Stromverbrauch durch Preisanreize gezielt in die Zeiten gelenkt werden kann, in denen ein großes Angebot besteht. Dies geht auch mit einem massivem Netzausbau einher, damit das Netz diese Spitzenlasten transportieren kann. Es ist zu bezweifeln, ob Netzausbau und Smart-Grid-Implementation schnell genug erfolgen werden. Um das Risiko eines Stopps des Photovoltaikausbaus durch Netz- oder Nachfragerestriktionen zu vermindern, kann der Einbau von lokalen Speichern sinnvoll sein. Diese müssten im Optimalfall so bemessen sein, das die gesamte Tagesproduktion der Solarstromanlage (etwa 6 Kilowattstunden je installiertem Kilowatt PV-Anlagenleistung) gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages an das Netz abgegeben werden können (Grundlastfähigkeit). Dazu ist ein Akkumulator nötig, der einer zusätzlichen Investition bedarf.

Aufgrund der extrem geringen Anforderungen an Energie- und Leistungsdichte bei gleichzeitig hoher Anforderungen an die Zyklenzahl (20 Jahre Betrieb entsprechen über 7.000 Zyklen) kommen NaS-Akkumulatoren in Betracht. Diese wurden nach einigen zaghafte Anfängen Ende der 70 Jahre dann vor etwa 20 Jahren vornehmlich in Deutschland für die Elektromobilität serienreif entwickelt (das damalige Bundesministerium für Forschung und Technologie förderte die Entwicklung mit über 40 Millionen Euro. Sie konnten sich vor allem wegen der geringen Leistungsdichte im Automobilbereich nicht durchsetzen. Außerdem hatte dieser Akkutyp als Hochtemperaturakku (Betriebstemperatur etwa 350°C) in den beengten Raumverhältnissen eines Autos den Nachteil gewisser Energieverluste aufgrund von Wärmeabstrahlung, da kein Platz für eine ausreichend dicke Isolierung vorhanden war. Bei einem stationären Einsatz wäre dieses Problem nicht vorhanden.

Der NaS-Akku hat zusätzlich den Vorteil, dass der Coulomb-Wirkungsgrad bei 100% liegt. Das heißt, für jedes beim Laden eingelagerte Elektron erhält man beim Entladen ein Elektron zurück. Lade/Entladeverluste sind praktisch nicht existent, wenn Ladung und Entladung unendlich langsam erfolgen (beim schnellen Laden und Entladen entstehen Verluste durch den Innenwiderstand der Akkuzelle, den natürlich auch dieser Akkutyp hat). Eine mehrstündige Ladung tagsüber und eine mehrstündige Entladung des Nachts kommen dem Ideal des unendlich langsamen Laden und Entladens schon sehr nahe, der effektive Lade-Entlade-Wirkungsgrad liegt bei dieser Anwendung über 98%. Zusätzlich kommt entlastend hinzu, dass nach wie vor ein Teil der Leistung des Solargenerators ohne Umweg über den Akku direkt ins Netz fließt. Für diesen Teil treten keine Lade/Entlade-Verluste auf.

Die Materialkosten für die beiden Speicherkomponenten Natrium und Schwefel liegen bei gerade einmal 5 Euro pro Kilowattstunde. Auch die weiteren notwendigen Materialien wie  $\beta$ -Aluminat und Edelstahl sind sehr preiswert. Alle Materialien sind praktisch unbegrenzt vorhanden. Aktuell werden solche Akkus für etwa 150 Euro pro Kilowattstunde verkauft, die Produktionsmengen sind jedoch extrem klein. Es sollte angesichts der Gesamtkosten von etwa 10 Euro pro Kilowattstunde möglich

sein, solche Akkus für 50 Euro pro Kilowattstunde mit Gewinn zu verkaufen. Bei einem Bedarf von 6 Kilowattstunden pro Kilowatt Anlagenleistung ergibt sich ein Investitionsmehrbedarf von etwa 300 Euro pro Kilowatt Anlagenleistung.

Dem stehen noch Ersparnisse beim Wechselrichter gegenüber, da der Wechselstromteil wegen der gleichmäßigeren Einspeisung ins Netz 75 Prozent kleiner ausfallen kann (der Gleichstromteil des Wechselrichters (DC/DC-Steller) muss gleich groß bleiben, da er mittags die Maximalleistung des Solargenerators in den Akku einspeisen muss). Es kann vermutet werden, dass sich beim Wechselrichter so Einsparungen von etwa 30 Prozent erreichen lassen. Zusätzlich entfallen die sonst im Wechselrichter notwendigen Speicherkondensatoren, da deren Funktion jetzt der Akku übernehmen kann. Dies ist bedeutsam, da die Speicherkondensatoren eine der Hauptursachen für den altersbedingten Ausfall von Wechselrichtern darstellen. Dies alles bedeutet eingesparte Investitionskosten von etwa 60 Euro pro Kilowatt.

Um die Mehrkosten des Akkus mit der ursprünglich vom Gesetzgeber gewünschten Rendite von 7,4 % über einen Zeitraum von 20 Jahren zu finanzieren, ist ein Aufschlag auf die Vergütung von 3 Cent pro Kilowattstunde nötig. Da auch die Akkutechnologie einer Lernkurve unterliegt, kann der Netzentlastungsbonus ebenfalls der Degression unterworfen werden.

Marktpotential: Würden alle PV-Anlagen mit einem solchen Akku ausgestattet, so ergäbe ich je neu installiertem Gigawatt ein Marktvolumen von 0,3 Mrd. Euro.

**Anmerkung:** Der Netzentlastungsbonus sollte auch Altanlagen gewährt werden, da auch diese auf diese Weise zur Netzentlastung beitragen können.

**Entlastung für den Stromkunden:** Bei der Ermittlung der Mehrkosten aus dem EEG werden die vermiedenen Netzentgelte kostenmindernd berücksichtigt. Derzeit betragen die vermiedenen Netzentgelte bei der PV nur 3,6 Cent pro Kilowattstunde. Bei Anlagen mit Akku könnte dieser Wert auf 6 Cent pro Kilowattstunde steigen. Dies entspricht einer Entlastung des Stromkunden von 2,4 Cent pro Kilowattstunde gegenüber dem Anlagenbetrieb ohne Akku. Bei einem Zuschlag von 3 Cent pro Kilowattstunde für den Akkubetrieb bringt diese Option für den Stromkunden keine merkliche Mehrbelastung mit sich.

### **Alternative Eigenverbrauchsförderung?**

Auf die bislang favorisierte Eigenverbrauchsförderung zum Zwecke der Netzentlastung und der Reduzierung der EEG-Umlage sollte hingegen ganz verzichtet werden, da sie keinen der oben genannten Effekte erreichen kann:

Keine Netzentlastung durch die Förderung des Eigenverbrauchs: Die bislang unbewiesene Theorie hinter der Eigenverbrauchsförderung besagt, dass der finanzielle Anreiz den Anlagenbetreiber dazu bringt, Strom immer dann in besonders großer Menge zu verbrauchen, wenn die Solarstromanlage viel Strom liefert. Was aber, wenn der Anlagenbetreiber in Urlaub ist? Zu dieser Zeit muss das Netz praktisch den gesamten von der PV-Anlage produzierten Strom abnehmen. Damit muss das Netz aber genau so verstärkt werden, als wenn der Eigenverbrauch gar nicht gefördert würde.

Statt zu einer Netzentlastung könnte es sogar zu einer zusätzlichen Netzbelastung kommen: Wenn nur genügend Solarstromanlagenbetreiber versuchen, ihren Verbrauch in die Mittagszeit zu legen, so wird dieser Verbrauch auch dann anfallen, wenn Regenwolken über Deutschland hängen. Genau in diesem Moment käme der zusätzliche Verbrauch zur Unzeit. Schlussendlich gibt es noch die Gefahr eines Netzkollapses durch den massenhaften Gebrauch extrem zeitsynchroner Verbrauchszuschaltungen durch die Verwendung von funkuhrgenauen Zeitschaltuhren. Denn der normale Bürger wird seine Zeitschaltuhr wohl auf „runde“ Werte einstellen, also 11 Uhr oder 12 Uhr, nicht aber auf 11 Uhr 12 Minuten und 18 Sekunden. Durch die extreme Zeitsynchronität des Zuschaltens der Verbraucher kommt es zu Lastspitzen mit bislang ungeahnter Dynamik im Stromnetz, die letztlich zu dessen Kollaps führen können. Der Förderung des Eigenverbrauchs ist somit auch ein drastisches Experiment mit unserem Stromnetz mit unbekanntem Ausgang.

Die Förderung des Eigenverbrauchs entlastet auch nicht die Stromkunden:

So wird in den offiziellen Stellungnahmen hierzu verschwiegen, dass zur Ermittlung der Kosten, die die Stromversorger für die PV-Förderung auf die Stromkunden umlegen müssen, natürlich im Falle des Eigenverbrauchs die Kosten der FEHLENDEN Vermarktung des Solarstroms an der EEX berücksichtigt werden müssen. Außerdem geht die Kommune der Konzessionsabgabe verlustig und die Rentenkasse verliert die Einnahmen aus der Ökosteuer. Da der Staat aber kein Geld zu verschenken hat, wird er diese Verluste an anderer Stelle kompensieren müssen. Im Falle der Konzessionsabgabe zum Beispiel durch höhere Kita-Gebühren, im Fall der Stromsteuer durch höhere Rentenbeiträge. Bezieht man diese Effekte in die Berechnung mit ein, so ergibt sich ein vollkommen anderes Bild, als allgemein dargestellt.

Im Falle der Volleinspeisung bei Anlagen < 30 kW ergibt sich bei folgendes Bild:

Ankaufpreis des Netzbetreibers (nach 16% Degression):	32,88 Cent / kWh
Verkaufserlös an der EEX (nach BSW-Berechnungen):	8,00 Cent / kWh
Förderkosten, die auf die Stromkunden umzulegen sind:	24,88 Cent / kWh
Verlorene Konzessionsabgabe / Stromsteuer:	0,00 Cent / kWh
Gesamtkosten, die der Bürger (Stromverbraucher = Steuerzahler) zahlen muss:	24,88 Cent / kWh

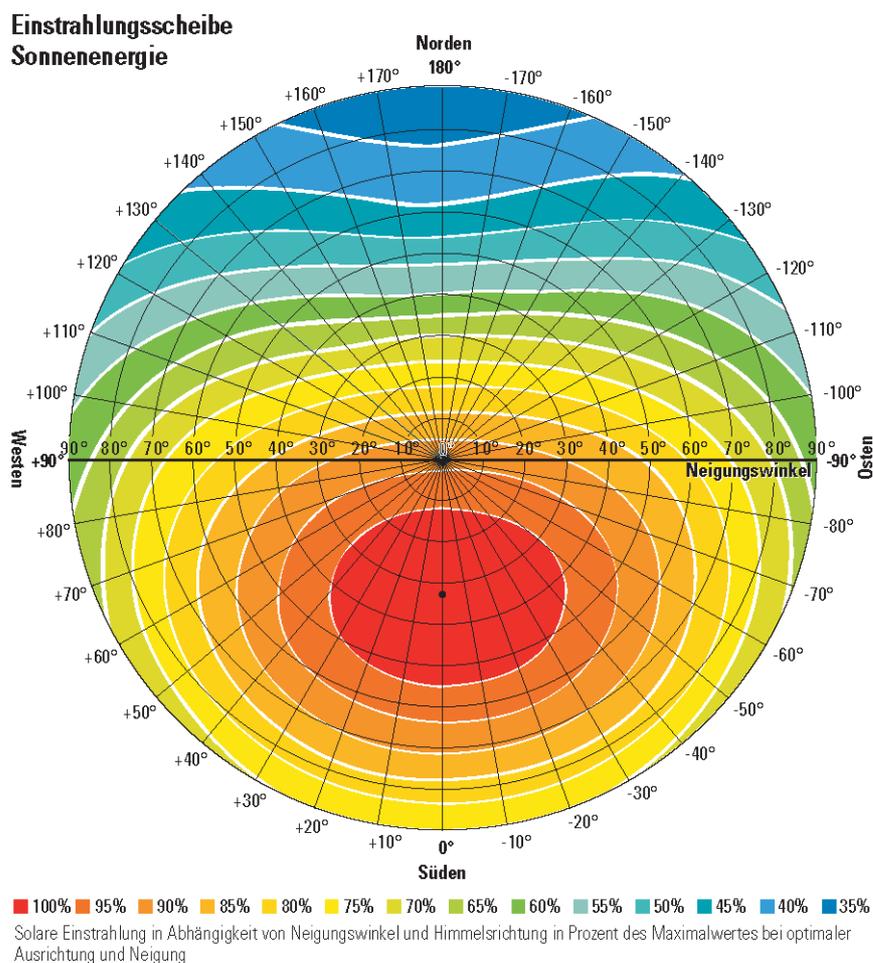
Im Falle der Förderung des Eigenverbrauchs ergibt sich folgendes Bild:

Förderzahlung des Netzbetreibers:	20,76 Cent / kWh
Verkaufserlös an der EEX:	0,00 Cent / kWh
Förderkosten, die auf die Stromkunden umzulegen sind:	20,76 Cent / kWh
Verlorene Konzessionsabgabe + Stromsteuer:	4,00 Cent / kWh
Gesamtkosten, die der Bürger (Stromverbraucher = Steuerzahler) zahlen muss:	24,76 Cent / kWh

Die Eigenverbrauchsförderung führt nur zu einer vorgegaukelten Entlastung der Stromkunden bei der Ausweisung der EEG-Mehrkosten. Praktisch zahlen die Bürger genau so viel. Nur werden die Mehrkosten nicht mehr ausschließlich unter dem Posten EEG-Umlage auf der Stromrechnung auftauchen, sondern auch bei den kommunalen Gebühren und den Rentenbeiträgen.

### Vorschlag 3 Ost-West-Anlagen besser fördern

Aufgrund des bisherigen starren Fördermodells mit einem festen Vergütungssatz je Anlagenklasse werden Anlagen mit Südausrichtung faktisch bevorzugt. Wer eine nach Ost- oder West orientierte PV-Anlage bauen will, muss gegenüber der Südausrichtung einen Minderertrag von etwa 10 Prozent in Kauf nehmen. Aus diesem Grund ist die weit überwiegende Zahl der Dachanlagen und fast 100 Prozent der Freiflächenanlagen nach Süden ausgerichtet. Dies führt in naher Zukunft zu einem erheblichen Problem im Stromnetz: denn alle diese Anlage erreichen ihr Produktionsmaximum gleichzeitig: zur Mittagszeit. Wesentlich besser für die Netzintegration der PV wäre es, wenn schon früh morgens Solarstrom von nach Osten orientierten Anlagen und im späteren Nachmittag Solarstrom von nach Westen orientierten Anlagen ins Netz eingespeist werden würde. Auf diese Weise würden die bestehenden Netzkapazitäten wesentlich besser genutzt. Um einen Anreiz zu geben, Ost- und Westdächer ebenfalls mit PV-Anlage zu bestücken, **schlagen wir vor, den so ausgerichteten Anlagen einen Aufschlag auf die Vergütung 10 Prozent zu gewähren.** Die hiermit verbundenen Mehrkosten werden zum Teil durch geringere Investition in den Netzausbau kompensiert.



## Vorschlag 4

### Die jährliche Degression auf 10 Prozent festsetzen

Wie bereits im Vorwort gezeigt, liegt die jährliche Kostensenkungsrate in der Photovoltaik historisch betrachtet bei etwa 10 Prozent pro Jahr. Werden die hohen Produktionssteigerungsraten beibehalten, so kann auch in Zukunft von einer vergleichbar hohen Kostensenkungsrate ausgegangen werden.

Der Wunsch der Regierung, die zukünftige Entwicklung des PV-Zubaus in den Griff zu bekommen ist einerseits nachvollziehbar. Lange Zeit hat die Solarlobby die Politik mit falschen - zu niedrigen - Zubauzahlen genarrt.

Andererseits setzt die nun vorgeschlagene - potentiell extremen Schwankungen unterliegende - „atmende Degression“ einen Schweinezyklus in Gang. Wenn der Zubau in einem Jahr - gleich aus welchem Grund - niedrig ist, steigen die Rendite im Folgejahr so drastisch, dass Deutschland gleichsam wie ein Magnet die Solarmodule aus aller Welt anziehen wird. Wenn der Zubau in einem Jahr - wiederum gleich aus welchem Grund - hoch ist, fallen die Renditen im Folgejahr unter das Niveau, das Investoren erwarten. In der Folge wird der Markt kollabieren.

**Die „atmende Degression“ ist das genaue Gegenteil einer stabilen Förderpolitik. Der Ansatz ist falsch: der Zubau in Deutschland hat, wenn überhaupt, nur sehr mittelbar etwas mit dem weltweiten Zubau - und damit mit der Kostenreduktion - zu tun. Der Versuch, einen so dynamischen Markt wie den der PV mit einem Regelinstrument zu steuern, dass nur einmal im Jahr greift, ist so sinnvoll wie den Verkehr mit einer Ampel regeln zu wollen, die nur ein mal pro Stunde umschaltet.**

Bei allen Unsicherheiten ist eine feste Degression, die technisch in der richtigen Größe liegt, der bessere Weg. Die zukünftigen Zubaumengen sind nach wie vor ohnehin durch die maximale Weltproduktion limitiert.

Und selbst wenn - was äußerst unwahrscheinlich ist angesichts anderer attraktiver Förderprogramme in anderen Ländern - die gesamte Weltproduktion nach Deutschland käme, so wäre nach einer einmaligen Degression wie der unter Punkt 1 vorgeschlagenen, in Verbindung mit einer jährlichen Degression von 10 Prozent, die Kostenentwicklung beherrschbar.

**Wenn die Politik gleichwohl ein weiteres Steuerungsinstrument haben möchte, dann wäre die Möglichkeit durch Ministererlass die Degression quartalsweise um einen halben Prozentpunkt nach oben oder unten anzupassen, sicherlich das geeignetere Instrument.**

Eine solche Bandbreite schafft Spielraum für schnelle Reaktionen einerseits, lässt der Industrie aber andererseits genügend Planungssicherheit.

## **Vorschlag 5**

### **PV-Anlagen auf Ackerflächen weiter fördern**

PV-Anlagen auf Freiflächen sind die Billigmacher der Solarenergie. Nach dem ursprünglichen Ministervorschlag einer Einmaldegression von 25 Prozent - die sicherlich für die ausführenden Firmen ambitioniert ist - wäre Solarstrom aus diesem Segment nicht teurer als die mit speziellen Boni geförderte Biomasse.

Es gibt keine Flächenkonkurrenz zwischen der Nahrungsmittelproduktion (die rund 17 Millionen Hektar Ackerfläche beansprucht) und der Photovoltaik (die derzeit bestenfalls 5.000 bis 10.000 Hektar beansprucht).

Es gibt auch keine Flächenkonkurrenz zwischen der Biomasseproduktion zu energetischen Zwecken (1,5 Millionen Hektar) und der Photovoltaik. Im Gegenteil ist es eher so, dass die Biomasseproduktion die Photovoltaik behindert: Würde man auf der Fläche, die in Deutschland zur energetischen Biomasseproduktion unter Einsatz großer Mengen Dünger und Pestiziden, Herbiziden und Fungiziden, verwendet wird, Solarparks bauen, so würde rein rechnerisch die Stromproduktion aus diesen Anlagen nicht nur den gesamten deutschen Strombedarf decken können, sondern auch den gesamten Bedarf der Individualmobilität (Elektroautos vorausgesetzt) und der Wärmebereitstellung für Heizzwecke (Wärmepumpen vorausgesetzt). Das wäre praktisch der gesamte Energiebedarf der Bundesrepublik (außer Flugverkehr und Prozesswärme).

Die Biomasse trägt dem gegenüber gerade mal mit 6 Prozent zur Deckung des deutschen Energieverbrauches bei. Wenn es also aus energetischer und klimatechnischer Sicht eine Priorisierung der Flächennutzung geben sollte, so sollte diese zu Gunsten der Photovoltaik ausfallen.

Gleichwohl muss zur Kenntnis genommen werden, dass es insbesondere im lokalen Bezug immer wieder einmal zu einer konkreten Nutzungskonkurrenz zwischen Landwirten und Solarparkbetreibern kommen kann. Um derartige Situationen zu entschärfen sollte die Möglichkeit der Nutzung weiterer Flächen als nur Ackerflächen in Betracht gezogen werden, ohne bei der Ausweitung der Förderung von PV auf Freiflächen die berechtigten Interessen des Naturschutzes außer Acht zu lassen.

Im Übrigen sei auf die Planungshoheit der Kommunen verwiesen. Schon heute kann kein Solarpark ohne die Mitarbeit der Kommune entstehen, da die Kommune die vergütungsnotwendigen planerischen Voraussetzungen schaffen muss.

Da auch Solarparks um so günstiger werden, je größer sie sind, ist weiterhin eine Staffelung der Einspeisevergütung nach Größenklassen denkbar:

Unser Vorschlag wäre:	bis 5 MW	keine Änderung
	bis 10 MW	- 1 %
	bis 15 MW	- 2 %
	bis 20 MW	- 3 %
	etc.	

## Fazit

Die ersten 10 Jahre des EEG waren in Bezug auf die Solarstromförderung geprägt von der reinen Förderung der eingespeisten Menge. Angesichts der damals noch sehr hohen Kosten war dieser Ansatz auch richtig, führte er doch dazu, dass vor allem in den sonnigeren Teilen Deutschlands und auf nach Süden ausgerichteten Dächern die Solarstromanlagen errichtet wurden. So wurden bei den damaligen hohen Anlagenkosten die günstigstmöglichen Stromgestehungskosten erzielt. Jetzt gilt es, das EEG für die nächsten 10 Jahre zu konzipieren. Die Anlagenkosten sind bereits beträchtlich gesunken und sinken weiter rapide. Bereits in diesem Jahr können die ersten Anlagentypen Solarstrom zu Preisen produzieren, die mit denen der Haushaltskunden vergleichbar sind.

Mit zunehmender Kostenreduktion treten langsam andere Aspekte in den Vordergrund. So haben die Kosten der Netzintegration mit 5 bis 10 Prozent zwar derzeit noch einen kleinen Anteil an den Mehrkosten für den Stromkunden, diese Kosten werden aber rasant steigen, wenn nicht jetzt mit einer Änderung der Förderstruktur begonnen wird. Weg von der ausschließlichen Betrachtung der reinen Stromgestehungskosten, hin zu einer ganzheitlichen Betrachtung der Mehrkosten für die Stromkunden. Denn auch der billigste Solarstrom kommt den Stromkunden teuer zu stehen, wenn seine Aufnahme in das Stromnetz hohe Kosten verursacht. Dann lieber etwas höhere Solarstromkosten akzeptieren, wenn durch vermiedenen Netzausbau und bessere Anpassung der Einspeisung an das Verbraucherverhalten mehr Kosten eingespart werden, als die etwas höhere Vergütung ausmacht. Nur so kann der Stromkunde möglichst wenig belastet werden.

Es hat 20 Jahre Förderung der Photovoltaik bedurft, um das erste Prozent Solarstrom zu realisieren. Das zweite Prozent brauchte nicht mal mehr zwei Jahre. Vor dem Hintergrund dieser Dynamik werden die Kosten der Solarstromerzeugung weiterhin um rund 10 Prozent pro Jahr sinken. Eine im Sinne der Stromkunden, die mit einem Aufschlag auf den Strompreis diese Entwicklung finanzieren, möglichst günstige Förderung der Photovoltaik kann es nur geben, wenn die Vergütungshöhe laufend entsprechend der Kostenentwicklung abgesenkt wird.

Das Überangebot an Solarmodulen hat in den letzten Monaten eindrucksvoll gezeigt, wie günstig die Solartechnik ist. Nachdem der schnelle Preisverfall zunächst einige Firmen in Schwierigkeiten gebracht hatte, geben die meisten von ihnen inzwischen wieder einen optimistischen Ausblick. Trotz einmaliger Anpassung der Einspeisevergütung erwarten die meisten Firmen die schnelle Rückkehr in die Gewinnzone, auch dank sinkender Rohstoffkosten, und planen zudem einen zügigen weiteren Ausbau der Produktionskapazität.

**Die Aufgabe der Politik ist es, die schnelle Kostenreduktion und das starke Mengenwachstum in eine verantwortungsbewusste Konzeption der Einspeisevergütung münden zu lassen, die den Zukunftsherausforderungen wie steigende Umlagekosten, bessere Netzintegration und bessere Verbrauchsanpassung gerecht werden. Wir bei PHOTON glauben, mit unseren 5 Vorschlägen die notwendigen Modifikationen aufgezeigt zu haben, die einen Solarstromanteil von 30% im deutschen Stromnetz zulassen. Zusammen mit der Windenergie ist so eine regenerative Vollversorgung der Bundesrepublik Deutschland möglich.**

# Thesenpapier Eigenverbrauch

PHOTON - das Solarstrom-Magazin  
Philippe Welter (Herausgeber)  
22. Februar 2010  
ENTWURF

## Vorwort

Mit dem vorgeblichen Ziel der Reduktion der Umlagekosten aus der EEG-Vergütung von Solarstrom wurde erstmals mit der EEG-Novelle 2009 die Förderung für vom Anlagenbetreiber selbst verbrauchten Solarstrom ins Gesetz aufgenommen.

In der aktuellen Diskussion um die Anpassung der Vergütungssätze für Solarstrom im EEG an die gefallen Systempreise ist die Förderung des Eigenverbrauchs von Solarstrom stark in den Vordergrund getreten.

Da die Förderung des Eigenverbrauchs einen Systembruch der EEG-Systematik darstellt, ist diese Förderweise einer eingehenden Begutachtung wert.

Insbesondere der schnelle Ausbau der Photovoltaik macht es inzwischen dringend notwendig, nicht nur die Entwicklung der kommenden Monate und Jahre zu betrachten, sondern das Gesamthema „vom Ende her“ zu durchdenken. Da das erklärte Ziel eine 100 Prozentversorgung mit erneuerbaren Energien ist, müssen auch heutige Entscheidungen über Änderungen des EEGs dieses Ziel bereits im Auge haben. Denn viele der Anlagen, die heute im Gesetzesrahmen des EEG errichtet werden, werden noch laufen, wenn das Ziel der Vollversorgung mit erneuerbaren Energien erreicht worden sein wird.

## Fazit

Bei der vollständigen Betrachtung der Vor- und Nachteile des geförderten Eigenverbrauchs stellt man fest, dass die Vorteile - so denn überhaupt vorhanden - eher gering sind. Hingegen sind die Nachteile gravierend. Es sollte daher überlegt werden, auf die Förderung des Eigenverbrauchs ganz zu verzichten. Selbst eine mögliche Abänderung der derzeitigen Vorschläge dahingehend, dass die wenigen positiven Eigenschaften stärker zutage treten, ist kontraproduktiv, da die negativen Aspekte dabei automatisch mit verstärkt werden, wie im Folgenden gezeigt werden wird. Da die negativen Aspekte des Eigenverbrauchs so extrem dominant sind, wird zu überlegen sein, ob es nicht ratsam ist, die Vorteile, die das EEG bietet (Für den Anlagenbetreiber die Ausschaltung des Absatz- und Preisrisikos, für die Stromkunden die Belieferung mit billigstmöglichem Solarstrom - vorausgesetzt die Höhe der Einspeisevergütung stimmt) nur denjenigen zu gewähren, die gar keinen Eigenverbrauch - gleich ob gefördert oder nicht - praktizieren.

## **Begriffsdefinitionen**

### **Echter Eigenverbrauch (autarke Systeme)**

Bei autarken Solarsystemen (Inselsystemen) wird ein nicht mit dem Stromnetz verbundenes System aufgebaut. Dieses muss gezwungenermaßen mit Speichern und / oder regelbaren Stromquellen (oft Dieselgeneratoren) ausgestattet sein. Einzige Ausnahme sind solche Systeme, bei denen der Energiebedarf konzeptbedingt nur bei Sonnenschein einfällt (z.B. Gewächshausventilation). Diese Systeme erhalten keine Vergütung nach dem EEG. Sie haben auch keine Auswirkungen auf den Betrieb der Stromnetze. Für die vorliegende Fragestellung sind sie daher irrelevant.

### **Überschusseinspeisung (nicht geförderter Eigenverbrauch)**

Wirtschaftlich macht ein nicht geförderter Eigenverbrauch für den Anlagenbetreiber nur dann einen Sinn, wenn die Vergütung, die er für den eingespeisten Strom erhält, geringer ist als der Bezugspreis des Stromes den er verbraucht. In der Vergangenheit gab es diese Situation vor dem Inkrafttreten des EEG. Mit dem alten Stromeinspeisegesetz (1991 bis 1999) erhielten Betreiber von PV-Anlagen eine Vergütung für in das Netz eingespeisten (Überschuss-)Strom in Höhe von 90 Prozent der Strombezugskosten. Daher war es finanziell sinnvoller, erzeugten Solarstrom zunächst selbst zu verbrauchen um 100 Prozent der Strombezugskosten zu vermeiden, und nur den verbleibenden Rest zu 90 Prozent des Strompreises an den Netzbetreiber abzugeben.

Da das EEG bislang wesentlich höhere Vergütungen für die Einspeisung garantierte, als der Anlagenbetreiber mit einem Eigenverbrauch hätte erzielen können, wurde die Überschusseinspeisung nicht weiter praktiziert. Tatsächlich wurden sogar die meisten damals bestehenden Anlagen inzwischen auf Volleinspeisung umgestellt.

In Kürze wird sich die Situation aber wieder umkehren. Wird die gegenwärtig diskutierte Einmalreduktion der Einspeisevergütung für Aufdachanlagen von 16 Prozent durchgeführt, ergeben sich in etwa folgende Zahlen:

Vergütung Anfang 2010	38 Cent / kWh
Vergütung Mitte 2010	32 Cent / kWh
Vergütung Anfang 2011	27 Cent / kWh (abhängig vom Zubau)
Vergütung Anfang 2012	23 Cent / kWh (abhängig vom Zubau)

Möglicherweise schon in zwei Jahren wird es für den Anlagenbetreiber lukrativer sein, den Solarstrom selber zu verbrauchen anstatt ihn in das Stromnetz einzuspeisen.

Alle im weiteren aufgeführten Effekte treten dann auch durch den nicht geförderten Eigenverbrauch ein. Entsprechend kritisch ist diese Entwicklung zu verfolgen.

## **Geförderter Eigenverbrauch**

Hinsichtlich seiner Auswirkungen unterscheidet sich der jetzt geplante stärker geförderte Eigenverbrauch nicht vom nicht geförderten Eigenverbrauch. Lediglich der Zeitpunkt zu dem der Eigenverbrauch für den Betreiber lukrativer ist als die Volleinspeisung, wird um etwa zwei Jahre nach vorne gezogen.

Hinsichtlich der Rentabilität von PV-Anlagen ist der geförderte Eigenverbrauch jedoch eine massive Verbesserung der Situation der Anlagenbetreiber. Statt 32 Cent pro Kilowattstunde (nach der EEG-Anpassung Mitte des Jahres) erhält der Betreiber dann für selbst verbrauchten Solarstrom etwa 40 Cent. Die Anlagenrendite steigt (bei 30 Prozent Eigenverbrauch, dieser Wert ist ohne technische Änderungen oder Investitionen üblich) von 7,4 Prozent Anlagenrendite auf rund 8 Prozent, die Eigenkapitalrendite steigt auf 20 Prozent an (bei 5 Prozent Fremdkapitalzins und 20 Prozent Eigenkapitalquote).

### **Im Detail**

#### **1. Geförderter Eigenverbrauch von Solarstrom senkt die EEG-Umlagekosten bestenfalls marginal, die Gesamtkosten steigen**

Bei der Volleinspeisung besteht in Höhe der gesamten Vergütung beim aufnehmenden Netzbetreiber die Notwendigkeit der Gegenfinanzierung der Ankaufskosten. Der vom Netzbetreiber aufgenommene Solarstrom wird letztlich an der Strombörse angeboten und dort verkauft (Neuer Wälzungsmechanismus, EEG 2009). Gegenwärtig kann mit Erlösen von etwa 8 Cent je Kilowattstunde gerechnet werden. Die Differenz zwischen den Erlösen aus dem Verkauf an der Börse und dem Vergütungssatz wird als Mehrkosten des EEG auf die Gesamtheit der Stromkunden umgelegt (mit Ausnahme der privilegierten Abnehmer).

Im Gegensatz hierzu wird bei der Förderung des Eigenverbrauchs kein Strom an den Netzbetreiber geliefert, und es wird ein verminderter Betrag für den selbst verbrauchten Strom vom Netzbetreiber an den Solarstromanlagenbetreiber gezahlt. Für den Solarstromanlagenbetreiber rechnet sich das Ganze trotz verminderter Zahlung, denn er erspart sich beim Eigenverbrauch zusätzlich die Kosten des sonst notwendigen Stromeinkaufs.

Befürworter der Eigenverbrauchsförderung sehen in der geringeren Zahlung an den Solaranlagenbetreiber einen Einsparungseffekt, da ein kleinerer Betrag auf die Stromkunden umzulegen sei. Dabei wird jedoch übersehen, dass zwar die Zahlung je Kilowattstunde an den Solarstromanlagenbetreiber zunächst geringer ausfällt, es darauf aber bei der Frage der an die restlichen Stromkunden weiterzugebenden Kosten nicht alleine ankommt. Denn anders als der vollständig eingespeiste Solarstrom, hat der Netzbetreiber im Falle der Eigenverbrauchsförderung keinen Strom erhalten, er kann diesen folglich auch nicht an der Strombörse vermarkten. Hierdurch verliert der Netzbetreiber Einnahmen, die somit nicht mehr zur Reduktion der Umlagekosten zur Verfügung stehen.

Beispielrechnung:

Im Falle der Volleinspeisung bei Anlagen < 30 kW ergibt sich gemäß des aktuellen Vorschlages des BMU folgendes Bild:

Ankaufpreis des Netzbetreibers (nach 16% Degression):	32,88 Cent / kWh
Verkaufserlös an der EEX (nach BSW-Berechnungen):	8,00 Cent / kWh
Förderkosten, die auf die Stromkunden umzulegen sind:	24,88 Cent / kWh
Verlorene Konzessionsabgabe / Stromsteuer:	0,00 Cent / kWh
Gesamtkosten, die der Bürger (Stromverbraucher ist auch Steuerzahler) zahlen muss:	24,88 Cent / kWh

Im Falle der Förderung des Eigenverbrauchs ergibt sich folgendes Bild:

Förderzahlung des Netzbetreibers:	20,76 Cent / kWh
Verkaufserlös an der EEX:	0,00 Cent / kWh
Förderkosten, die auf die Stromkunden umzulegen sind:	20,76 Cent / kWh
Verlorene Konzessionsabgabe + Stromsteuer:	4,00 Cent / kWh
Gesamtkosten, die der Bürger (Stromverbraucher ist auch Steuerzahler) zahlen muss:	24,76 Cent / kWh

Die Förderung des Eigenverbrauchs wird in jedem Szenario den Stromkunden genau so teuer zu stehen kommen wie die Volleinspeisung. Die Mehrkosten je geförderter Kilowattstunde sind invariant gegenüber der prozentualen Höhe des Eigenverbrauchs.

## **2. Ausstieg aus solidarischen Finanzierung der erneuerbaren Energien**

Im ursprünglichen EEG zahlen alle Stromkunden, auch die, die eigene PV-Anlagen betreiben, für den verbrauchten Strom die EEG-Umlage. Das heißt, sie beteiligen sich auch selbst aktiv an der Finanzierung der Kosten der Förderung von Windenergie, Wasserkraft, Biomasse etc. In dem Maße, wie Solaranlagenbetreiber nun vermehrt den produzierten Solarstrom selber verbrauchen, werden sie weniger Strom aus dem Netz beziehen. Damit sinkt aber das Volumen des von den Netzbetreibern verkauften Stromes. Die Menge an Kilowattstunden, auf die die EEG-Umlage verteilt werden kann, sinkt. Hieraus resultierend muss von den verbleibenden Stromkunden ein höherer Beitrag zur EEG-Umlage für die Förderung der Windenergie, der Biomasse, der Wasserkraft etc. sowohl pro Kilowattstunde als auch absolut verlangt werden. Der Solaranlagenbetreiber dagegen muss die anteilige EEG-Umlage nicht mehr bezahlen. Diese Nichtbeteiligung von Solarstromanlagenbetreibern an den EEG-Kosten und die stärkere Belastung der übrigen Stromkunden hat unsoziale Züge.

## **3. Verminderter Anreiz zum Energiesparen**

Unterstellt, eine PV-Anlage würde unter Nutzung der Eigenverbrauchsregelung errichtet und betrieben. Dann ist die Rendite der Anlage ab diesem Augenblick verknüpft mit einem gewissen Stromverbrauch. Sinkt der Stromverbrauch, erreicht die Anlage nicht mehr die geplante Rendite.

Will der Anlagenbetreiber nun aber eine Energiesparmaßnahme ergreifen, so steht er vor folgendem Problem: Die geplante Energiesparmaßnahme hätte sich möglicherweise (und wenn auch nur knapp) über die eingesparten Stromkosten gerechnet. Ist jedoch eine PV-Anlage mit Eigenverbrauch im Spiel, so würde diese Anlage an Rentabilität verlieren, da durch die geplante Energiesparmaßnahme weniger Strom verbraucht werden würde. Im ungünstigen Fall würde die Energiesparmaßnahme unterbleiben, da der Einsparungseffekt - gekürzt um den Renditeverlust - zu gering ist oder sogar ganz verschwindet und im schlimmsten Fall sogar dazu führt, dass die Energiesparmaßnahme am Ende wegen des Renditeverlustes mehr kostet als einspart

#### **4. Schlechtere Flächennutzung**

Die Eigenverbrauchsförderung ist derzeit so angelegt, dass sie einen höheren prozentualen Eigenverbrauchsanteil belohnt. Die einfachste Methode, den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen, ist der, die Anlage eher kleiner (bezogen auf die Leistung in Kilowatt - nicht bezogen auf die Fläche) zu bauen. Denn weil die Leistung der kleineren Anlage zu jedem Zeitpunkt kleiner ist als bei einer größeren Anlage, wird so ein größerer Teil der Erzeugung direkt verbraucht werden.

Bislang wurden von den Anlagenbetreibern möglichst große Anlagen (bezogen auf die Anlagenleistung - nicht auf die Anlagenfläche) errichtet. Große Anlagen sind aufgrund von Skaleneffekten günstiger. Die Forderung der Anlagenbetreiber nach „möglichst viel kW“ auf dem Dach hat zu einem starken Druck in Richtung höhere Wirkungsgrade geführt. Höhere Wirkungsgrade führen über den Weg des geringeren Materialeinsatzes letztlich zu kostengünstigerer Produktion. So reizt die Volleinspeisung Ressourceneffizienz und Innovation gleichermaßen an. Wenn in Zukunft aufgrund einer anders angereizten Optimierung (zu Gunsten des Eigenverbrauchs), PV-Anlagen tendenziell mit kleineren kW-Zahlen gebaut werden, so wird es vermehrt zum Einsatz von Solarmodulen mit geringerem Wirkungsgrad kommen. Der Innovationsdruck wird in diesem Segment tendenziell nachlassen und in der Folge wird der Ressourcenverbrauch weniger schnell sinken (Rebound-Effekt). Im ungünstigsten Fall könnte der Ressourcenverbrauch sogar steigen (Backdraft-Effekt).

Vor allem aber werden für mindestens 20, möglicherweise 30 Jahre, die so suboptimal genutzten Dachflächen eine effizientere Solarstromproduktion durch Module mit hohem Wirkungsgrad blockieren.

#### **5. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt konterkariert der Eigenverbrauch die positiven Effekte der Solarstromerzeugung.**

Vor allem im Sommer zur Mittagszeit liefern PV-Anlagen schon heute mit rund 10 GW einen erheblichen Beitrag zur Lastabdeckung. Bei einem Spitzenbedarf im Sommer zur Mittagszeit am Wochenende von etwa 55 GW sind dies derzeit schon knapp 20 Prozent. Binnen Jahresfrist kann dieser Wert aufgrund des erwarteten Zubaus auf 30 oder mehr Prozent anwachsen. Dieser Beitrag zur Spitzenlastabdeckung ist insbesondere im Sommer hilfreich für das Gesamtsystem „Stromversorgung“, da gerade zu dieser Zeit die thermischen Kraftwerke mit

Flusswasserkühlung aufgrund der Gefahr der Gewässerüberhitzung immer wieder herunter gefahren oder gar ganz abgeschaltet werden müssen. In die so entstehende Lücke springen die Solarstromanlagen. Werden nun die Betreiber durch ein novelliertes EEG dazu angereizt, den Strom gerade zu dieser Zeit selber zu verbrauchen, so fehlt diese Leistung der Solarstromanlagen. Genauer, da die Leistung ja nicht weg ist, es nimmt die Last zu, was aber den gleichen ungewollten Effekt hat.

Berechnungsgrundlage:

Stromverbrauch D 500 TWh / a

1 GW PV in D liefert 0,9 TWh / a

10 GW liefern 9 TWh / h = 1,8 Prozent des Jahresstromverbrauchs

Sommerspitzenlast am Wochenende D 55 GW

10 GW sind davon 18 Prozent

Merkwert:

Je 1 Prozent Solarstromanteil am Stromverbrauch in D entspricht rund 10 % Anteil an der Leistungsbereitstellung im Sommer zur Mittagszeit an Wochenenden.

## **6. Verlust von Staatseinnahmen aus Steuern und Abgaben**

- Konzessionsabgabe
- Stromsteuer (Ökosteuern)
- KWK-Umlage

Nach der konsequenten Systematik des EEG erhält der Betreiber einer Solarstromanlage eine Vergütung für den in das öffentliche Netz eingespeisten Solarstrom. Im Grunde ist der Anlagenbetreiber nichts anderes als ein beliebiger Lieferant für elektrische Energie. Gleichzeitig sind viele Privatpersonen oder Firmen die Solarstromanlagen auf ihren eigenen Gebäuden betreiben aber auch Stromverbraucher. Nach der ursprünglichen konsequenten Systematik des EEG waren die beiden Eigenschaften - Lieferant auf der einen, Konsument auf der anderen Seite - parallel existent und unabhängig von einander. Hierdurch bedingt, war der Konsument wie jeder andere Stromverbraucher auch, an der Finanzierung von Staatsaufgaben über die im Strompreis inkludierten Steuern und Abgaben wie Konzessionsabgabe, Stromsteuer und KWK-Umlage beteiligt. Verbraucht der Solarstromproduzent in seiner Eigenschaft als Stromverbraucher seinen erzeugten Strom nun direkt, so fließen diese Strommengen nicht mehr an den Netzbetreiber, werden von diesem nicht mehr verkauft und unterliegen somit nicht mehr den aufgeführten Abgaben und Steuern. Je selbst verbrauchter Kilowattstunde verliert der Staat auf diese Weise derzeit:

- 2,05 Cent Stromsteuer („Ökosteuern“), die Einnahmen stehen dem Bund zu
- 0,13 Cent KWK-Abgabe (niedrigere Werte bei hohem Stromverbrauch)
- 0,11 bis 2,39 Cent\* Konzessionsabgabe, die Einnahmen stehen den Kommunen zu

(\*ist der Solarstromerzeuger selber auf der Verbrauchsseite Sondervertragskunde mit hohem Strombezug, so fällt dieser Posten geringer aus, da die

Konzessionsabgabe für Strommengen aus Sonderverträgen in der Regel erheblich geringer ist. Die Höhe der zulässigen Konzessionsabgabe ist auch an die Größe der Kommune gebunden.)

#### - Berechnung für die Konzessionsabgabe

Berechnungsgrundlage: Je 1 GW Anlagenleistung ergeben sich in Abhängigkeit von der Eigenverbrauchsquote (bei einem Jahresertrag von 900 Kilowattstunden pro Kilowatt Anlagenleistung Einbußen für Kommunen bei der Konzessionsabgabe (Eigenverbrauch bei Nicht-Sondervertragskunden und einer Konzessionsabgabe von 2,0 Cent je kWh):

Eigenverbrauchsquote	30%	5,40 Mio € / a	= 108 Mio € über 20 Jahre
Eigenverbrauchsquote	50%	9,00 Mio € / a	= 180 Mio € über 20 Jahre
Eigenverbrauchsquote	100%	18,00 Mio € / a	= 360 Mio € über 20 Jahre

Steigen in Zukunft die Konzessionsabgaben, so werden die kommunalen Verluste noch höher.

In einem rein regenerativen Szenario für D mit einem Stromverbrauch von 600 TWh / a (Steigerung gegenüber heute trotz Effizienzsteigerung wegen Elektromobilität und Wärmepumpeneinsatz) und einem Solarstromanteil von 30 Prozent kommt es bei der 100 Prozent Eigenverbrauchsquote (die angestrebt wird, siehe Angebot von Solarworld) für die Kommunen zu einem Einnahmeausfall von jährlich 3.600 Millionen Euro.

## 7. Erhöhung der Netzkosten

Aus Sicht des Netzbetreibers ist der Eigenverbrauch gleich zu stellen mit einer Verminderung der von ihm zu transportierenden Strommengen. Sein Netz muss gleichwohl für den weiteren Zubau von Solarstromanlagen stark ausgebaut werden, da ja immer wieder die Situation eintreten kann, dass der Anlagebetreiber beispielsweise im Urlaub ist und so in seinem Haushalt kaum Stromverbrauch stattfindet. Fachleute sprechen in diesem Zusammenhang vom „Negative Network Effekt“. Normalerweise wird in Netzwerken (Internet, Modulfunk, Stromnetz) versucht, die Menge des transportierten Gutes im Verhältnis zur Netzkapazität zu steigern. So sinken die Transportkosten, was zu - funktionierendem Wettbewerb vorausgesetzt - geringeren Preisen für die Verbraucher führt. Die Förderung des Eigenverbrauchs von Solarstrom führt nun zum gegenteiligen Effekt: Damit eine immer größere Anzahl von Solarstromanlagen ans Netz kann, muss dieses ausgebaut werden, damit der Netzbetreiber der gesetzlichen Verpflichtung zur jederzeitigen Aufnahme der vollen Anlagenleistung in der Lage ist. Die Netzkapazität steigt also. Gleichzeitig verringert sich aber die Anzahl der transportierten Kilowattstunden. Im Ergebnis werden die Transportkosten steigen. Diese steigenden Kosten werden natürlich letztlich an die verbleibenden Stromkunden weitergegeben werden. Die Intention des Gesetzgebers bei der Implementierung der Eigenverbrauchsförderung, die Stromkunden die für die Förderung der Solarstromeinspeisung über einen höheren Strompreis aufkommen müssen, zu entlasten, wird somit konterkariert. Die Kosten für den Stromkunden

erhöhen sich. Nur wird diese Kostenerhöhung auf der Stromrechnung nicht mehr unter dem Posten „EEG-Umlage“ geführt, sondern unter dem Posten „Netzentgelte“.

An dieser Stelle wird oft das Argument angeführt, dass der Eigenverbrauch die Netze „entlastet“. Es gibt zwei mögliche Interpretationen des Begriffs Netzentlastung, beide treffen hier nicht zu.

Ohne eine Änderung des Verbrauchsverhaltens (nur Mitnahmeeffekte) ist die eine Interpretation des Begriffs Netzentlastung der temporär verminderte Transport der Energie durch die Stromnetze. Das würde Leitungsverluste reduzieren. Physikalisch fließt der Strom mit oder ohne Eigenverbrauch (der eine reine Definitionsfrage der betriebswirtschaftlichen Abrechnung ist) genau so wie vorher. Eine Reduzierung der Netzverluste tritt somit nicht ein.

Mit einer Änderung des Verbrauchsverhaltens könnte es gelegentlich zu einer Netzentlastung im obigen Sinne der Reduktion der Leitungsverluste kommen, es muss aber nicht so sein. Denn Leitungsverluste betreffen nicht nur das Gebäude mit der PV-Anlage auf dem Dach, sondern das gesamte Netz. Wenn nun aber eine PV-Anlage, die bisher ohne Eigenverbrauchsförderung zur Mittagszeit voll in das Netz eingespeist hat, so konnte damit der Stromtransport vom Ortstransformator zu den Verbraucher vermindert werden. Das hat die Leitungsverluste gesenkt. Reizt nun der Eigenverbrauchs Vorteil die Verlagerung ehemaliger Verbräuche zu Schwachlastzeiten (Morgens und Abends, geringe Leitungsverluste) in die Mittagszeit an, so kann der Solarstrom seine sonst zur Mittagszeit vorhandene positive Wirkung nicht entfalten. Die Leitungsverluste im Gesamtsystem steigen.

Weiterhin wird mit einer Netzentlastung in dem Sinne argumentiert, dass eine sonst wegen des Zubaus an PV-Leistung notwendige Verstärkung des aufnehmenden Netzes unterbleiben oder reduziert werden könne.

Zu Punkt eins, unterbliebener Netzausbau: Dies würde voraussetzen, dass unter Garantie zu keinem Zeitpunkt die PV-Anlage ihre volle Leistung in das Netz einspeist. Das ist äußerst unwahrscheinlich, und sei es nur, weil der Anlagenbetreiber auch einmal in Urlaub fährt und der Stromverbrauch - und damit der mögliche Eigenverbrauch - deutlich schrumpft.

Zu Punkt zwei, verminderter Netzausbau: Diese Option ist wahrscheinlicher, da bei einer genügend großen Anzahl von PV-Anlagen an einem konkreten Netzsegment eine gewisse Wahrscheinlichkeit gegeben ist, dass nicht alle Betreiber gleichzeitig in Urlaub fahren oder sonst wie als Verbraucher temporär ausfallen. Netzbetreiber verfügen über statistische Mittel (Gleichzeitigkeitsfaktoren), dies abzuschätzen. Gleichwohl ergibt sich bei dem erwarteten starken Zubau an PV-Anlagen auch in diesem Szenario eine - wenn auch der Leistung nach reduzierte - Notwendigkeit des Netzausbaus. Wenn das Netz aber überhaupt ausgebaut werden muss, ist der Grad des Netzausbaus in Bezug auf die notwendigen Kosten praktisch irrelevant. Muss ein Netzsegment ausgebaut werden fallen folgende Kosten unabhängig von der Zielkapazität des Netzausbaus an: Planung, Erdarbeiten, temporäre Notstromversorgung, Entsorgung der alten Erdkabel, Totalabschreibung der Opportunitätswerte des Altnetzes, soweit entsorgt. Diese Posten machen aber typischerweise 80 bis 90 Prozent der Ertüchtigungsarbeiten bei Netzverstärkungen aus. Selbst wenn es zu einer massiven Verringerung der notwendigen

Netzverstärkung hinsichtlich der notwendigen Leistung kommt, so bleiben die Kosten doch praktisch die gleichen, als hätte man das Netz für eine Volleinspeisung ertüchtigt.

Anmerkungen zu Punkt 6. und 7.

Gelegentlich wird auf diese Argumente erwidert, dass, wenn die vorstehenden Argumente richtig wären, auch das Energiesparen diese Effekte hätte, und ob denn auch das Energiesparen unsozial sei. Richtig ist, dass ein deutliches Schrumpfen der veräußerten Strommengen aufgrund von Energiesparbemühungen zu den gleichen Einnahmeausfällen führen würde wie der Eigenverbrauch von Solarstrom. Sicherlich würde dies durch ein Anheben der spezifischen Steuern und Abgaben (also der Anhebung der Sätze für Stromsteuer, KWK- und Konzessionsabgabe) ausgeglichen werden. Nur: Beim Energiesparen können alle mitmachen, die jährlichen Gesamtkosten für den Einzelnen (so er denn beim Energiesparen mitmacht) ändern sich nicht.

Aber beim Eigenverbrauch von Solarstrom bleibt die Mehrheit der Bevölkerung außen vor, einfach schon, da es an geeigneten Dachflächen fehlt. Die Mehrheit der Bevölkerung lebt in gemieteten Wohnungen und Häusern. Diese Menschen tragen die Mehrkosten der Maßnahme Eigenverbrauchsförderung, ohne von den Vorteilen profitieren zu können.

Auch hier zeigt sich wieder ein signifikanter Unterschied zur Volleinspeisung. Von dieser kann jeder profitieren, auch derjenige, der kein eigenes Dach hat. Er beteiligt sich einfach an einem Solarfond oder einer Bürgersolaranlage und kann an den Renditen, die das von ihm mitfinanzierte EEG erlaubt, partizipieren.

## **8. Hohe Risiken für den Solarstromanlagenbetreiber**

Die Förderung des Eigenverbrauchs ist nur deswegen nicht sofort als unzulässige Sonderabgabe erkennbar, da es an der Zahlung der Aufwendungen aus dem Staatshaushalt fehlt. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass in der Zukunft aufgrund eines höchstinstanzlichen Urteils eine Situation entsteht, in der der Anlagenbetreiber zur Rückzahlung der erhaltenen Förderzahlungen gezwungen sein wird. Dieses Risiko besteht vor allem dann, wenn Netzbetreiber die EEG-Zahlungen unter Vorbehalt stellen, wie dies vielfach immer noch geschieht. Dieses Risiko besteht bei der Volleinspeisung nach übereinstimmender Mehrheit der mit dem Thema befassten Juristen nicht, da alle höchstinstanzlichen Urteile zu Gunsten der Volleinspeisung gefällt wurden. Ein weiterer Rechtsweg besteht hier nicht mehr.

Verbraucht der Anlagenbetreiber den größten oder sogar den gesamten Teil seines Solarstroms selber, wird er nicht mehr als Unternehmer im Sinne des Einkommensteuergesetzes anzusehen sein. Die PV-Anlage wird zur Liebhaberei. Die Anlage darf dann nicht mehr steuerlich abgesetzt werden.

Ähnliches gilt in Bezug auf das Umsatzsteuergesetz. Insbesondere, wenn der Anlagenbetreiber über längere Zeiträume hinweg den gesamten Solarstrom selbst verbraucht - das erklärte Ziel der Eigenverbrauchsförderung - wird es an der „ständigen Abgabe der Ware an Dritte“ fehlen. Somit kann eine Rückzahlung der Vorsteuererstattung auf den Anlagenbetreiber zukommen.

Unklar ist, ob der Eigenverbraucher zukünftig noch einen günstigen Stromlieferanten für die benötigten Reststrommengen finden wird. Da beim Eigenverbrauch das Lastprofil nicht mehr mit dem Standardprofil übereinstimmt, ergeben sich für einen Stromversorger unkalkulierbare Beschaffungskosten. Es gibt bei einigen Stromversorgern schon entsprechende Überlegungen, Kunden mit Solarstromanlagen im Eigenverbrauch zukünftig als Kunden abzulehnen. In diesem Falle bliebe dem Anlagenbetreiber nur noch der Gang zum lokalen Stromversorger als Pflichtversorger. Dieser könnte jedoch einen speziellen „PV-Reststromtarif“ auflegen oder seinen regulären Tarif mit einem hohen Anteil Grundkosten gestalten. In diesem Fall würde der Bezug der Reststrommengen so teuer, dass jeder Vorteil der Eigenverbrauchsförderung dahinschmelzen würde wie die berühmte Butter in der Sonne.

Schlussendlich könnte auch das sehnsüchtig von der erneuerbaren Energiebranche gewünschte Smart-Grid dem Eigenverbrauch für den Anlagenbetreiber zu einem gefährlichen Bumerang machen. Das Smart-Grid hat die Aufgabe, Angebot und Nachfrage - besser als das bisherige System der weitgehend starren Strompreise - in Einklang zu bringen. Dies wird dadurch geschehen, dass zeitlich variable Stromtarife den Stromkunden dazu bewegen sollen, den Strom dann zu verbrauchen, wenn besonders viel davon vorhanden ist und / oder die Nachfrage gering ist.

Alle PV-Anlagen, die nicht unter der Regie des Eigenverbrauchs betrieben werden, werden aber den Strompreis an der Strombörse insbesondere zur Mittagszeit drücken. Dieser Effekt ist in Ansätzen schon heute erkennbar. Die in der Vergangenheit übliche Preisspitze zur Mittagszeit ist an immer mehr Tagen kaum noch erkennbar ([www.eex.de](http://www.eex.de)). In der Konsequenz bedeutet das für den Anlagebetreiber, dass er in wenigen Jahren mit dem Fakt konfrontiert sein wird, dass Strom aus dem Netz immer dann, wenn seine eigene Anlage besonders gut läuft - zur Mittagszeit - extrem billig ist. Dann wird er trotz Eigenverbrauchsbonus in Summe geringere Einnahmen erzielen als mit der Volleinspeisung.

Für die Zukunft könnte der Gesetzgeber zwar den Bonus zum Ausgleich dieses Effektes erhöhen, doch spätestens dann erkennt jeder, dass das die Reduktion der Umlagekosten pro Kilowattstunde Solarstrom durch Eigenverbrauchsförderung ebenfalls nicht funktionieren kann.

### **Höhere Betreiberrendite bei geringeren Kosten? Das klingt nach einem finanziellen Perpetuum Mobile. Und das ist bekanntlich unmöglich.**

Selbst wenn der Gesetzgeber sich davon nicht beirren ließe und er mit sinkenden Strompreisen zur Mittagszeit im Laufe der Jahre die Eigenverbrauchs“vergütung“ immer weiter angehoben würde, um die fallenden Strompreise zu kompensieren, wo würde das enden? Genau: Bei einer Eigenverbrauchs“vergütung“, die genau so hoch wäre wie die Vergütung bei Volleinspeisung. Nur mit allen erwähnten Nachteilen und ohne jeden Vorteil. Denn dass, was die Eigenverbrauchsförderung neben der angeblichen Reduktion der Umlagekosten auch bewirken soll - die Anpassung von Angebot und Nachfrage, hat dann das Smart-Grid schon längst erledigt.

## **9. Nachteile für Installateure und Banken**

In Photovoltaikanlagen werden jährlich in Deutschland mehr als 10 Milliarden Euro investiert. Ein Großteil des hierzu notwendigen Kapitalbedarfs wird über Banken fremdfinanziert. Bei einem EEG mit Volleinspeisung mit festgelegten Einspeisesätzen ist die Rentabilitätsberechnung eines Projektes - Basis für die Kreditgewährung - problemlos möglich. Nicht so bei einer Anlage, deren Refinanzierung sich zum Teil aus der kalkulationsinternen Berücksichtigung der eingesparten Bezugskosten ergibt. Denn die eingesparten Bezugskosten für den vermiedenen Strombezug sind gleich in zweierlei Hinsicht unkalkulierbar:

Weder ist prognostizierbar, wie viel Eigenverbrauch über 20 Jahre hinweg realisiert werden kann. So können Energiesparmaßnahmen dazu beitragen, dass der Eigenverbrauchsanteil sinkt. Dann verschlechtert sich die Rentabilität der PV-Anlage.

Noch ist seriöser weise prognostizierbar, wie sich die Strompreise entwickeln werden. Zwar wird derzeit allgemein davon ausgegangen, dass die Strompreise auf lange Sicht im Mittel steigen werden. Dies ist höchstwahrscheinlich richtig. Damit ist aber eben keine Aussage darüber verbunden, wie sich langfristig die Strompreise im tagtäglichen Tagesverlauf entwickeln werden. Heute ist unser Stromvertriebssystem durch über den Tag hinweg konstante Preise gekennzeichnet. Bestenfalls gibt es einen Hoch- und einen Niedertarif. In Zukunft soll aber gerade ein Smart-Grid mithilfe von Lastvariablen Stromtarifen dazu beitragen, Lasten zu verschieben. Steht viel Strom zur Verfügung werden in Zukunft die Strompreise vor allem immer dann stark fallen, wenn viel regenerative Leistung im Netz bereit steht. Dieser Preisanreiz ist notwendig, um die Verbraucher zu einer Verhaltensänderung zu bewegen. Da die Leistungsbereitstellung insbesondere der PV-Anlagen ihr Maximum zur Mittagszeit erreicht, wird zu diesem Zeitpunkt der finanzielle Anreiz über besonders niedrige Strompreise notwendig sein, um Verbraucher zu bewegen, ihren Verbrauch in diese Zeit zu verlagern. Dieser gewünschte und notwendige Effekt arbeitet aber exakt gegen die Rentabilität einer Eigenverbrauchsanlage. Im Extremfall kann es zu einigen Jahren daher dazu kommen, dass eine heute gebaute Anlage ihre prognostizierte Rentabilität durch diesen Effekt vollständig einbüßt. Da dieses Risiko heute praktisch nicht kalkulierbar ist, wird es die Finanzierbarkeit einer PV-Anlage deren Rentabilität auf dem vermuteten Vorteil des Eigenverbrauchs basiert, unmöglich machen.

Wie die Banken stehen auch die Installateure vor einem Dilemma: Klären sie ihre Kunden wahrheitsgemäß über die oben beschriebene Risiken auf, werden sie den Auftrag so (mit Eigenverbrauch) wohl eher nicht erhalten. Unterlassen sie den Hinweis auf die Risiken, erhalten sie zwar möglicherweise den Auftrag. Aber sie könnten sich binnen vergleichsweise kurzer Zeit ernsthaften Anwürfen der Kunden ausgesetzt sehen, die in der fehlerhaften Beratung und den falschen Renditeversprechen möglicherweise neben rufschädigenden Aussagen der hinter dem Licht geführten Kunden auch juristischen Angriffen ausgesetzt sein können.

## **10. Netzinstabilität**

Keine Netzentlastung durch die Förderung des Eigenverbrauchs: Die bislang unbewiesene Theorie hinter der Eigenverbrauchsförderung besagt, dass der finanzielle Anreiz den Anlagenbetreiber dazu bringt, Strom immer dann in besonders

großer Menge zu verbrauchen, wenn die Solarstromanlage viel Strom liefert. Was aber, wenn der Anlagenbetreiber in Urlaub ist? Zu dieser Zeit muss das Netz praktisch den gesamten von der PV-Anlage produzierten Strom abnehmen. Damit muss das Netz aber genau so verstärkt werden, als wenn der Eigenverbrauch gar nicht gefördert würde.

Statt zu einer Netzentlastung könnte es sogar zu einer zusätzlichen Netzbelastung kommen: Wenn nur genügend Solarstromanlagenbetreiber versuchen, ihren Verbrauch in die Mittagszeit zu legen, so wird dieser Verbrauch auch dann anfallen, wenn Regenwolken über Deutschland hängen. Genau in diesem Moment käme der zusätzliche Verbrauch zur Unzeit. Schlussendlich gibt es noch die Gefahr eines Netzkollapses durch den massenhaften Gebrauch extrem zeitsynchroner Verbrauchszuschaltungen durch die Verwendung von funkuhrgenauen Zeitschaltuhren. Denn der normale Bürger wird seine Zeitschaltuhr wohl auf „runde“ Werte einstellen, also 11 Uhr oder 12 Uhr, nicht aber auf 11 Uhr 12 Minuten und 18 Sekunden. Durch die extreme Zeitsynchronität des Zuschaltens der Verbraucher kommt es zu Lastspitzen mit bislang ungeahnter Dynamik im Stromnetz, die letztlich zu dessen Kollaps führen können. Der Förderung des Eigenverbrauchs ist somit auch ein drastisches Experiment mit unserem Stromnetz mit unbekanntem Ausgang.

**Never change a running System** - diese Weisheit aus der Welt der Informationstechnologie sollte auch für das EEG gelten: Anpassung der Vergütung an die gefallen Kosten: Ja. Änderungen an der Systematik der Volleinspeisung: Nein.