

**Antworten: Dr. Wolfgang Seeliger**  
Institutional Equity Research (4142/H), Landesbank  
Baden-Württemberg

**DEUTSCHER BUNDESTAG**  
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit  
17. WP

**Öffentliche Anhörung**

**zum Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP**

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetz**  
Bundestagsdrucksache 17/1147

**Liste der geladenen Sachverständigen  
und  
Fragenkatalog der Fraktionen**

**CDU/CSU, SPD, FDP, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

Deutscher Bundestag  
Ausschuss f. Umwelt,  
Naturschutz u. Reaktorsicherheit  
  
Ausschussdrucksache  
17(16)56(C) - neu -  
Öffentliche Anhörung - 21.04.2010  
19.04.2010

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

**Öffentliche Anhörung zum**

**Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP**

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**

Bundestagsdrucksache 17/1147

**Liste der geladenen Sachverständigen** (Stand: 26. März 2010)

**Dr. Holger Krawinkel**

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

**Frank Peter**

Prognos AG

**Dr. Peter Weiss**

Zentralverband des Deutschen Handwerks

**Prof. Eicke R. Weber**

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE

**Aribert Peters**

Bund der Energieverbraucher

**Philippe Welter**

PHOTON Europe GmbH

**Angelika Thomas**

IG Metall Vorstand, Wirtschaft-Technologie-Umwelt

**Dr. Wolfgang Seeliger**

Institutional Equity Research (4142/H), Landesbank Baden-Württemberg

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

**Öffentliche Anhörung zum**

**Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP**

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**

Bundestagsdrucksache 17/1147

**Fragenkatalog der Fraktionen**

**CDU/CSU, SPD, FDP, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

(Stand: 29. März 2010)

**Allgemeine Fragen**

**Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

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

Einmalig zusätzlich 10%.

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

Der deutschen PV-Industrie ist es gelungen, die seit Jahrzehnten bekannten Konzepte für Solarzellen in die Massenproduktion zu überführen; die Innovationsleistung lag hierbei in der Produktionstechnologie.

Um diesen Vorsprung gegen internationalen Wettbewerb zu halten, ist es notwendig, eine produzierende Industrie vor Ort, d.h. in Deutschland, zu haben, da nur so auftretende Prozessprobleme und –verbesserungspotentiale erkannt und direkt in verbesserte Produktionstechnologie umgesetzt werden können. Dieses Know-How muss ausreichend lange geschützt werden.

Eine enge Zusammenarbeit zwischen produzierender Industrie und der Zulieferindustrie für Produktionsmittel ist auch deshalb wünschenswert, da die Zulieferer nur mit einer langfristig abgestimmten „Technologie-Roadmap“ (wo geht die Zelltechnologie hin?) gezielt und effizient weiterentwickelt werden kann.

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

- 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?

Für etwas irreführend halte ich die Darstellung zweistelliger Milliardenbeträge, da meist unerwähnt bleibt dass sich diese auf einen zwanzigjährigen Zeitraum beziehen. Der jährliche Aufwand ist bedeutend geringer und liegt dann in vergleichbaren Aufwendungen mit anderen Ausgaben (Kohlesubvention, Steuerbegünstigungen für Flugbenzin, energieintensive Betriebe; privater Mobilfunkmarkt...). Dem gegenüber stehen Steuerrückflüsse in erheblicher Höhe, allerdings ist eine Kostenbegrenzung dennoch wünschenswert.

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

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien (EE) wirkt sich grundsätzlich dahingehend aus, dass vermehrt „billigere“ Kraftwerkskapazitäten ans Netz gebracht werden können, die dann über die preisbestimmende Wirkung des „letzten angeschalteten Kraftwerks“ preissenkend auf die EEX-Preise wirken.

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

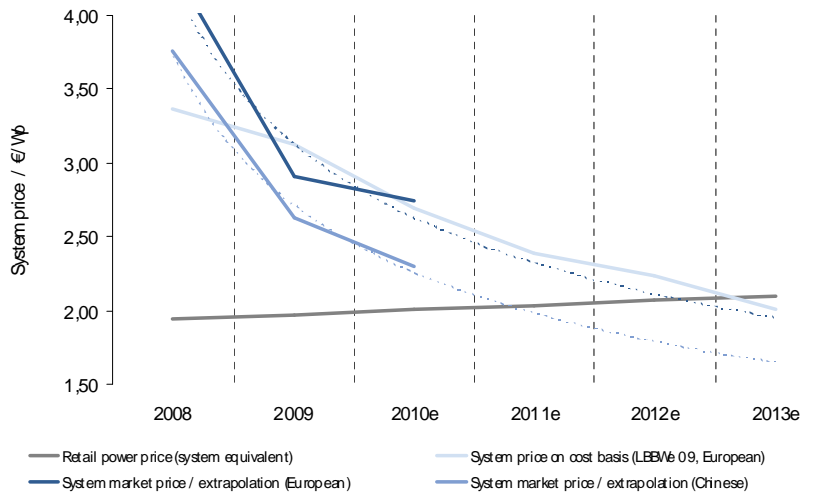
Einem Großteil der derzeit in Deutschland produzierenden Unternehmen würde u.E. die wirtschaftliche Grundlage entzogen werden; die überwiegende Mehrzahl würde dieses Prozess nicht überstehen. Größere, finanzstärkere, können u.U. die entstehende Verlustzone überbrücken, würden aber wohl gezwungen, an Niedriglohnstandorte auszuweichen.

Hiermit verbunden wäre langfristig ein Verlust der Technologieführerschaft nicht nur in der Zelltechnologie, sondern auch bei der Produktionstechnologie, wie dies vergleichbar bereits in anderen Industrien der Fall war (z.B. LCD). Dies in einem Sektor, den wir als Schlüsseltechnologie für die Zukunft halten.

## **Einmalabsenkung**

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

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



- 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?

Je nach Einstrahlungsdaten und Ausrichtung der Anlage, 8-10% mit deutschen Modulen (gerechnet auf Basis der Herstellkosten der Module), und oberhalb von 12-13% für ostasiatische Produkte. Mit der derzeit gültigen Absenkung in 2011 reduzieren sich diese Sätze auf knapp oberhalb 7% mit deutschen Produkten.

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

Nein; die derzeit enthaltene Einmalabsenkung spiegelt den durchschnittlichen Preisrückgang im Markt, aber nicht den Kostenrückgang in der deutschen Industrie wider.

- 4) Bevorteilt die Einmalabsenkung der Vergütung in Deutschland ausländische Anbieter im Wettbewerb auf den heimischen Modulmarkt?

Ja; ostasiatische Anbieter können trotz deutlich niedrigerer Modulpreise noch Profite erzielen.

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

Das Kostensenkungspotential für PV ist derzeit noch deutlich höher als bei anderen EE-Technologien, da diese sich noch in einem frühen Stadium der Entwicklung befindet (etwa zehn Jahre hinter der Windenergie). Daher dürfte die PV andere Solartechnologien wie die CSP in schätzungsweise zwei bis drei Jahren eingeholt haben und dieser dann bis mindestens Mitte des Jahrzehnts voraus sein. Bis 2020 schätzen wir je nach Standort die PV-Stromkosten zwischen 6-12 €-cts./kWh.

Eine wichtige Rolle kommt der PV im Verbund mit anderen EE-Trägern (Wind, Biogas) zur Sicherung der permanenten Stromversorgung (Versorgungssicherheit) zu: Ab etwa 2015 sind

Kombinationskraftwerke inkl. PV in ihren Erzeugungsvollkosten wettbewerbsfähig mit den Vollkosten konventioneller Energieträger („Erzeugungspartität“). Die PV wird dabei die Notwendigkeit hoher Speicherkapazitäten verringern und kann daher gegen hohe Speicherkosten (Batterien, Wasserstoff etc.) gegengerechnet werden.

### **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?

Soweit mir bekannt, beruht die Datenbasis für den Gesetzentwurf auf durchschnittlichen Marktpreisen und führt daher zu dem u.E. verfehlten Schluss, dass die Industrie insgesamt eine Absenkung des Einspeisetarifs in der vorgesehenen Höhe verkraften kann.

Unsere Datenbasis beruht auf operativen Daten aus der produzierenden Industrie, mit der wir sehr exakt die Herstellkosten abschätzen können. Zudem diskontieren wir die Projekterträge zur Berechnung der Projektrenditen, was augenscheinlich nicht in den Berechnungen aller Institute erfolgte.

Nach dieser Datenlage ist die europäische produzierende Industrie nicht in der Lage, einen derartigen Preisverfall profitabel mitzutragen, was die Ergebnisse der meisten Produzenten aus dem Jahr 2009 deutlich widerspiegeln (Solon, Q-Cells, Sunfilm etc.).

- 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?

Die herstellende Solarindustrie wird sich im Wesentlichen aus dem Produktionsstandort Deutschland verabschieden, mit einem entsprechenden Verlust von Arbeitsplätzen und Technologie-Knowhow.

Ausländische Anbieter fahren bereits heute ein aggressive Preispolitik; eine Einkürzung des Einspeisetarifs wie jetzt vorgeschlagen erledigt für sie den Rest.

- 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?

Spanien bzw. die Wirtschaftskrise haben eine einleitende und verstärkende Rolle gespielt, aber der eigentliche Punkt ist der Wettbewerb durch Billiglohnstandorte. Um hier wirksam konkurrieren zu können, benötigt die deutsche Industrie im jetzigen (frühen) Entwicklungsstadium vorübergehend Schutz und Zeit, Anpassungen zu finden.

- 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?

Einmalig zusätzlich 10%. Annahmen s. Frage 1).

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

Obwohl kurzfristig kostenintensiv, dürfte der frühzeitige Ausbau hoher Anteile von EE im Netz die langfristige Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft stärken, da die Kosten konventioneller Energieträger zu steigenden Strompreisen führen dürften. EE-Träger bieten dagegen kalkulierbare Kosten, die durch die weitere Kostensenkung eine fallende Tendenz aufweisen und die steigenden konventionellen Kosten zunehmend überlagern.

Ein Wirtschaftsstandort dürfte daher durch EE langfristig Wettbewerbsvorteile gewinnen (s. beigefügte Abb.). Hinzu kommt, dass die Expertise komplexe Kombikraftwerke (s. voriger Abschnitt Frage 5) zu bauen, zu betreiben und zu optimieren sowie auch verbrauchsseitige Steuerung vorzunehmen (intelligente Netze), ein komplexes, schwer reproduzierbares Produkt darstellt und für den Export geeignet sein sollte.

- 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?

Preissenkungen zunächst keine – die EEG-Umlage ist festgelegt. Vermiedene Preiserhöhungen dürften möglich sein, in der Vergangenheit waren allerdings Preissteigerungen durch erhöhte Brennstoffkosten deutlich signifikanter. Die durch diverse Institute und Industrieunternehmen vorgerechneten Mehrbelastungen durch das EEG belaufen sich auf zwischen € 7,50 pro Monat und Haushalt und schlechtestens € 13,-, was wir als Zukunftsinvestition (s.o.) betrachten. Entlastung könnte durch Streichung anderer umweltrelevanter Subventionen erfolgen, z.B. sog. Dienstwagenprivileg, Nicht-Besteuerung von Flugbenzin, Kohlepfennig, etc.

### **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?

Je nach Einstrahlungsdaten und Ausrichtung der Anlage, 8-10% mit deutschen Modulen (gerechnet auf Basis der Herstellkosten der Module), und oberhalb von 12-13% für

ostasiatische Produkte. Mit der derzeit gültigen Absenkung in 2011 reduzieren sich diese Sätze auf knapp oberhalb 7% mit deutschen Produkten.

**Kleine Dachanlagen:**

Feed-in scenario "BMU" rooftop		Q1 2010	Jun-Dec 2010	H1 2011	H2 2011
Suggested reduction					
<b>Feed-in-Tariff</b> □/kWh		0,391	0,329	0,299	0,299
850 kWh/kWp	FiT degression / %	-9,0%	-16,0%	-9,0%	0,0%
European (850 kWh/Wp):	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>7,2%</b>	<b>2,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,2%</b>
European (950 kWh/Wp):	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>9,7%</b>	<b>6,1%</b>	<b>4,0%</b>	<b>5,0%</b>
East Asian module makers:	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>12,0%</b>	<b>9,2%</b>	<b>7,6%</b>	<b>8,0%</b>

Source: LBBW Research

**Freiflächenanlagen:**

Feed-in scenario "BMU" green field		H1 2010	H2 2010	H1 2011	H2 2011
Suggested reduction					
<b>Feed-in-Tariff</b> □/kWh	<b>wasteland</b>	0,319	0,284	0,241	0,215
900 kWh/kWp	FiT degression / %	-11,0%	-15,0%	-11,0%	0,0%
First Solar modules:	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>11,0%</b>	<b>8,0%</b>	<b>5,5%</b>	<b>6,3%</b>
<b>Feed-in-Tariff</b> □/kWh	<b>arable land</b>	0,319	0,284	0,213	0,190
900 kWh/kWp	FiT degression / %	-11,0%	-25,0%	-11,0%	0,0%
First Solar modules:	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>11,0%</b>	<b>4,5%</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,2%</b>

Source: LBBW Research

Große Dachanlagen haben wir nicht berechnet.

- 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?

Ausländische Anbieter werden an Marktanteilen gewinnen, da nur sie – an Billiglohnstandorten – die entsprechende Kostensenkung vollzogen haben. Heimische Produkte werden verdrängt werden, der deutschen Industrie wird ihre Absatzbasis entzogen.

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

Das Kostensenkungspotential für PV ist derzeit noch deutlich höher als bei anderen EE-Technologien, da diese sich noch in einem frühen Stadium der Entwicklung befindet (etwa zehn Jahre hinter der Windenergie). Daher dürfte die PV andere Solartechnologien wie die CSP in schätzungsweise zwei bis drei Jahren eingeholt haben und dieser dann bis mindestens Mitte des Jahrzehnts voraus sein. Bis 2020 schätzen wir je nach Standort die PV-Stromkosten zwischen 6-12 €-cts./kWh.

Eine wichtige Rolle kommt der PV im Verbund mit anderen EE-Trägern (Wind, Biogas) zur Sicherung der permanenten Stromversorgung (Versorgungssicherheit) zu: Ab etwa 2015 sind Kombinationskraftwerke inkl. PV in ihren Erzeugungsvollkosten wettbewerbsfähig mit den Vollkosten konventioneller Energieträger („Erzeugungspartität“). Die PV wird dabei die Notwendigkeit hoher Speicherkapazitäten verringern und kann daher gegen hohe Speicherkosten (Batterien, Wasserstoff etc.) gegengerechnet werden.



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

Halte ich für prinzipiell sehr gut, um ein Ausbauszenario zu begrenzen. Die vorgesehene Höhe wird zusammen mit der derzeit vorgeschlagenen Einmalabsenkung allerdings weitere Probleme für die deutsche produzierende Industrie aufwerfen (s. Frage 2).

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

Vierteljährliche moderate Anpassung an Kostenentwicklung, in kleinen Stufen um große Ausschläge über längere Zeiträume zu vermeiden (letzteres führt zu Investitionsstopp bei Großanlagen, die langen Vorlauf benötigen und Einnahmensicherheit benötigen).

#### **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?

Wir erheben keine Daten nach Anlagengröße; für Freiflächenanlagen gilt, dass dieser Sektor (z.Z. etwa 20% der Gesamtnachfrage in Deutschland) mit der Streichung von Ackerflächen praktisch tot sein wird, da Konversionsflächen nur in geringem Maße zur Verfügung stehen und vor allem deutlich höhere Kosten verursachen. Der Idee, die PV kosteneffizient zu machen, steht diese Absicht entgegen.

Der Einfluß auf die Dachflächen wird u.E. relativ gering sein, da mit Modulen ostasiatischer Herkunft weiter vernünftige Projektrenditen zu erwirtschaften sein werden.

- 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 herstellende Solarindustrie wird sich im Wesentlichen aus dem Produktionsstandort Europa verabschieden, mit einem entsprechenden Verlust von Arbeitsplätzen und Technologie-Knowhow, langfristig auch im Zuliefersektor der Maschinenhersteller.

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

Das Handwerk, das traditionell bisher sehr geringe Margen in der PV verdient hat und diese 2009 erstmals erhöhen konnte, dürfte wieder rückläufige Margen zwischen 0 und 5% erwarten können. Ansonsten dürfte dieser Sektor relativ wenig durch das Gesetz beeinflusst werden, da für den Installateur die Herkunft des Moduls keine Rolle spielt.

- 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?

Einmalig zusätzlich 10%; Herstellkosten, Diskontierung sind zusätzliche bezifferbare Kriterien.

Weniger leicht bezifferbar, aber zu berücksichtigen ist m.E. das langfristige Zukunftspotential der Technologie.

- 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?

Antwort auf Frage 4) basiert auf der Annahme, dass ein nachhaltig wettbewerbsfähiges Produktionsmodell besteht; allerdings muß die Industrie dann auf dieser Basis weitere deutliche Anstrengungen unternehmen, um kostenseitig wettbewerbsfähig zu bleiben.

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

Nach unseren Schätzungen unterscheiden sich ostasiatische Produktionsstätten von europäischen vor allem durch: 1. niedrigere Arbeitskosten, 2. niedrigere Materialkosten (wiederum überwiegend bedingt durch niedrigere Arbeitskosten bei der Herstellung dieser Materialien), 3. andere Abschreibungspraxis, 4. deutlich günstigere Finanzierungsbedingungen. Die drei ersten Punkte in dieser Reihenfolge, den 4. haben wir bisher nicht genau beziffert.

- 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?

Unternehmen: deutlicher Innovationsvorsprung, Schutz der Innovation über angemessenen Zeitraum (3-5 Jahre); Kosten etwa in derselben Höhe oder leicht über ostasiatischen Wettbewerbsprodukten (geschätzt etwa 10-15% für Markenprämie dauerhaft möglich).

Öffentliche Hand: In der derzeitigen frühen Entwicklungsphase benötigt die Industrie Importschutzmaßnahmen, wie sie beispielsweise Kanada, die USA oder China in verschiedenen Bereichen mit einer Anforderung an local content oder durch Importzölle

installiert haben. Der Schutz von geistigem Eigentum, auch bei legaler Weitergabe, sollte im volkswirtschaftlichen Interesse erwogen werden.

### **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?

Für Dach und Freifläche errechnen wir 10% Degression einheitlich als sinnvolle Zusatzkürzung. Fassade errechnen wir nicht.

- 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)?

Aufteilung auf Quartale mit jeweils flexibler Anpassung scheint deutlich sinnvoller, da zeitnah und flexibel reagiert werden kann; allerdings bleibt das Problem bestehen, wie denn eine realistische Kostenbasis ermittelt werden soll (Durchschnitts-Marktpreise sind – siehe oben – ein schlechtes Kriterium, da diese Billiganbieter bevorzugen könnten).

- 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?

Quartalsweise, s. Frage 2)

## **Degression**

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

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

Die Absenkung muß in einem Zusammenhang mit anderen Maßnahmen gesetzt werden; bei Einmalabsenkung von 16%, plus 9% regulär, plus 2% (oder gar 2x 2%) für Überschreiten der Zielmenge wäre dies dauerhaft wohl nicht sinnvoll.

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

Grundsätzlich gut, die Höhe ist abhängig von weiteren Maßnahmen (z.B. Einmalabsenkung).

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

Grundsätzlich gilt, dass ein größerer Markt auch der Industrie hilft. Allerdings scheint in Anbetracht der insgesamt für PV aufzubringenden Umlage diese Begrenzung vorläufig sinnvoll, solange bis die Herstellkosten weit genug gesunken sind um im Rahmen von z.B. Kombi-Kraftwerken (s.o.) zu wettbewerbsfähigen Erzeugungskosten Strom anbieten zu können. Dann wäre weiterer Ausbau zur Nutzung der technischen Potentiale und zur Senkung der Energieversorgungskosten ein größerer Ausbau wünschenswert.

Allerdings wäre auch bei 3,5 GW zu überlegen, wie ein überwiegender Teil der Wertschöpfung in Europa belassen werden kann.

### 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?

Siehe Tabelle; Tabelle stellt den günstigsten Fall der Kostenreduktion für einen europäischen Hersteller dar. Die Entwicklung verläuft nicht kontinuierlich, da wir Technologieentwicklungen und –sprünge abschätzen und daraus die Kostenentwicklung ableiten.

Herstellkosten kristalline Module / Kostendegression LBBWe	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hausdach Südeuropa	20,7%	14,1%	13,3%	9,2%	5,4%	7,2%	2,5%	4,9%	4,3%	3,6%	2,8%	1,9%	
Hausdach Zentraleuropa	13,0%	10,5%	5,1%	6,6%	4,2%	6,0%	5,4%	3,7%	4,4%	4,6%	4,8%	3,1%	

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

Prinzipiell gut, die Höhe ist abhängig von weiteren Maßnahmen (z.B. Einmalabsenkung).

Grundsätzlich gilt, dass ein größerer Markt auch der Industrie hilft. Allerdings scheint in Anbetracht der insgesamt für PV aufzubringenden Umlage diese Begrenzung vorläufig sinnvoll, solange bis die Herstellkosten weit genug gesunken sind um im Rahmen von z.B. Kombi-Kraftwerken (s.o.) zu wettbewerbsfähigen Erzeugungskosten Strom anbieten zu können. Dann wäre weiterer Ausbau zur Nutzung der technischen Potentiale und zur Senkung der Energieversorgungskosten ein größerer Ausbau wünschenswert.

- 3) Inwieweit wird die Planungs- und Investitionssicherheit der Hersteller und Installateure gefährdet, wenn - wie im Gesetzesentwurf 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?

Hohe Unsicherheit – generell gilt für die Photovoltaik, dass auch dies ein Standortfaktor für die Industrie ist. In den letzten zwei Jahren war der Markt durch eine Volatilität geprägt, die die Investitionslust in Deutschland deutlich gebremst hat. Derzeit sind praktisch alle uns bekannten Investitionsvorhaben für die Zeit nach dem 1. Juli 2010 auf Eis gelegt, bis die EEG-Frage geklärt ist.

- 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?

Ja; oder quartalsweise, aber in kleineren Schritten, s.o.

- 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?

Erscheint mir grundsätzlich sinnvoll, allerdings wäre zu überlegen dies auf die drei Monate nach der Degressionskürzung zu erstrecken, um einen „Normalzustand“ zu erreichen und die Zubauleistung danach zu regeln (dann x4).

### **Fragen der Fraktion der FDP**

----

### **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?

Die Wirkung dürfte ähnlich sein wie im Falle der Einmalvergütung: teurere europäische Hersteller hätten mit einem Kostennachteil zu kämpfen, während ausländische Anbieter bevorzugt wären. Auf die installierte Menge hat dies dann u.U. weniger Einfluß als gewünscht.

- 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?

Hohe Unsicherheit – generell gilt für die Photovoltaik, dass auch dies ein Standortfaktor für die Industrie ist. In den letzten zwei Jahren war der Markt durch eine Volatilität geprägt, die die Investitionslust in Deutschland deutlich gebremst hat. Derzeit sind praktisch alle uns

bekanntem Investitionsvorhaben für die Zeit nach dem 1. Juli 2010 auf Eis gelegt, bis die EEG-Frage geklärt ist.

- 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?

Ja; allerdings gibt es keine zuverlässigen Daten zur Preiselastizität. Skaleneffekte auf der Kostenseite können erheblich sein (20% bis zu geschätzten 40%).

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

Nein, der Markt ist sehr volatil. Siehe vorherigen Abschnitt.

- 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?

Siehe Tabelle; Tabelle stellt den günstigsten Fall der Kostenreduktion für einen europäischen Hersteller dar. Die Entwicklung verläuft nicht kontinuierlich, da wir Technologieentwicklungen und –sprünge abschätzen und daraus die Kostenentwicklung ableiten.

Herstellkosten kristalline Module / Kostendegression LBBWe	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hausdach Südeuropa	20,7%	14,1%	13,3%	9,2%	5,4%	7,2%	2,5%	4,9%	4,3%	3,6%	2,8%	1,9%	
Hausdach Zentraleuropa	13,0%	10,5%	5,1%	6,6%	4,2%	6,0%	5,4%	3,7%	4,4%	4,6%	4,8%	3,1%	

- 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?

Ich erwarte geringere Volatilität, allerdings müssen die Schritte klein genug sein. Dies würde eine bessere Planbarkeit auch für die Beschäftigten nach sich ziehen.

- 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?

Keine Expertise zu diesem Thema.

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

- 1) Wie bewerten Sie den im Gesetzentwurf vorgesehenen Berechnungsmodus für die zukünftige regelmäßige Degressionshöhe?
- 2) Halten Sie es besser, wenn eine Degressionserhöhung aufgrund höherer Installationszahlen ebenfalls zum ersten Januar erfolgen soll oder besser zur Jahresmitte?

Für beide Fragen: siehe oben

### **Freiflächenanlagen**

#### **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?

Nutzungskonkurrenzen sind mir nicht bekannt; angesichts der Tatsache, dass mit 1% der bundesdeutschen Landfläche rein theoretisch über 90% des deutschen Stromverbrauchs erzeugt werden könnte, schließt dies m.E. auch für die Zukunft aus (zum Vergleich: etwa 4,5% der deutschen Landoberfläche ist für Verkehrsflächen belegt).

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

Keine Expertise; vgl. allerdings Kombi-Kraftwerke und Erzeugungspartität weiter oben.

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

Nicht alternativ, aber m.E. unbedingt sinnvoll. Allerdings liegen hier dann wohl auch die Kosten höher als für flächenhafte Anlage von Kraftwerken.

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

Keine Expertise.

#### **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)?

Die Freiflächenanlagen spielen eine wichtige Rolle als „Billigmacher“, da hier in der Regel höhere Modulzahlen als auf Dachflächen verbaut werden und dadurch Skaleneffekte bei der Massenproduktion schneller erreicht werden. Zweitens sind die Installationskosten für Freiflächenanlagen auf homogenen Flächen potentiell die niedrigsten. Drittens ist dies das Gebiet, auf dem die Energieversorger am ehesten in PV investieren werden; der damit erreichbare Maßstab würde erst zu wesentlichen Beiträgen der PV zur Stromversorgung führen; das Dachflächenpotential ist beschränkt auf grob geschätzte 16% der Stromerzeugung.

- 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?

Angesichts der Tatsache, dass mit 1% der bundesdeutschen Landfläche rein theoretisch über 90% des deutschen Stromverbrauchs erzeugt werden könnte, schließt dies m.E. auch für die Zukunft Nutzungskonkurrenz aus (zum Vergleich: etwa 4,5% der deutschen Landoberfläche ist für Verkehrsflächen belegt).

Konventionelle Energien unterliegen lt. DLR und anderer Quellen ähnlich hohen Flächenverbräuchen wie die PV – der Flächenverbrauch für Bioenergie ist um ein Vielfaches größer, für Wind deutlich kleiner oder in ähnlicher Größe (je nach Betrachtungsweise).

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

Keine Expertise.

### **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?

In Deutschland wird u.E. der Freiflächenmarkt praktisch zum Erliegen kommen, da Konversionsflächen in sehr beschränktem Maße zur Verfügung stehen. Auf anderweitig genutzten Flächen (z.B. die vielzitierten Mülldeponien) sind die Installationskosten so hoch, dass dies keinen Ersatz darstellt.

Die Freiflächenanlagen spielen eine wichtige Rolle als „Billigmacher“, da hier in der Regel höhere Modulzahlen als auf Dachflächen verbaut werden und dadurch Skaleneffekte bei der Massenproduktion schneller erreicht werden. Zweitens sind die Installationskosten für Freiflächenanlagen auf homogenen Flächen potentiell die niedrigsten. Drittens ist dies das



Gebiet, auf dem die Energieversorger am ehesten in PV investieren werden; der damit erreichbare Maßstab würde erst zu wesentlichen Beiträgen der PV zur Stromversorgung führen.

- 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?

Nutzungskonkurrenzen sind mir nicht bekannt; angesichts der Tatsache, dass mit 1% der bundesdeutschen Landfläche rein theoretisch über 90% des deutschen Stromverbrauchs erzeugt werden könnte, schließt dies m.E. auch für die Zukunft aus (zum Vergleich: etwa 4,5% der deutschen Landoberfläche ist für Verkehrsflächen belegt).

Konventionelle Energien unterliegen lt. DLR und anderer Quellen ähnlich hohen Flächenverbräuchen wie die PV – der Flächenverbrauch für Bioenergie ist um ein Vielfaches größer, für Wind deutlich kleiner oder in ähnlicher Größe (je nach Betrachtungsweise).

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

Keine Expertise.

- 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?

Wenn diese Regelung nicht dem Markt überlassen werden soll, wären Flächenausweise und kommunale Bebauungspläne sinnvoll. Wie wird das bei der Windenergie geregelt, die das Landschaftsbild ja deutlich stärker beeinflusst?

### **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?

Nutzungskonkurrenzen sind mir nicht bekannt; angesichts der Tatsache, dass mit 1% der bundesdeutschen Landfläche rein theoretisch über 90% des deutschen Stromverbrauchs erzeugt werden könnte, schließt dies m.E. auch für die Zukunft aus (zum Vergleich: etwa 4,5% der deutschen Landoberfläche ist für Verkehrsflächen belegt).

Konventionelle Energien unterliegen lt. DLR und anderer Quellen ähnlich hohen Flächenverbräuchen wie die PV – der Flächenverbrauch für Bioenergie ist um ein Vielfaches größer, für Wind deutlich kleiner oder in ähnlicher Größe (je nach Betrachtungsweise).

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

siehe vorherige Frage

- 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)
- 4) Welche Möglichkeit für eine Förderung von PV-Freiflächenanlagen auf Grünland sehen Sie bei Anlagen strikter Naturschutzkriterien und unter Vermeidung von Konflikten mit landwirtschaftlicher Nutzung?

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

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

Freiflächenanlagen auf Ackerflächen beschleunigen durch die Masse der verbauten Module die Kostendegression; Wartung und Bau sind durch Skaleneffekte, Standardisierung, professionalisierten Kraftwerksbau etc. deutlich günstiger. Langfristig haben Freiflächenanlagen eine strategische Bedeutung für den integrierten Kraftwerksbau von regenerativen Kombi-Kraftwerken auch für die klassischen Energieversorger.

- 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?

Ja; allerdings sollte die Entscheidungshoheit dezentral, d.h. bei den Kommunen selbst, angesiedelt sein, da diese am ehesten über den lokalen Charakter der Bodennutzung entscheiden können. Insbesondere auf dem Hintergrund, als der Anbau von Nutzpflanzen für die Energieerzeugung einen deutlich höheren Flächenbedarf hat als die PV.

- 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?

Mir sind keine Gründe bekannt, warum die Flächen der Solaranlagen nicht bebaut werden sollten; allerdings stellt sich mir die Frage der Effizienz einer landwirtschaftlichen Bebauung. Sinnvoller wäre wahrscheinlich Viehwirtschaftung, diese Beurteilung muß aber m.E. den Landwirten überlassen bleiben.

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

Wie oben bereits ausgeführt, sehe ich aufgrund des geringen Flächenbedarfs der PV keine signifikante Nutzungskonkurrenz.

## **Übergangsregelung**

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

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

keine Expertise

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

mind. 24 Monate bis zu drei Jahren, in Extremfällen auch vier Jahre.

- 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?

Der Fristenrahmen ist offensichtlich zu eng gesetzt; zahlreiche Großprojekte, für die bereits erhebliche Planungskosten entstanden sind, würden aus der Förderung bei der derzeitigen Planung herausfallen – die Planungskosten müßten abgeschrieben werden und können insbesondere bei mittelständischen Unternehmen existenzgefährdende Ausmaße erreichen. Vgl. Schreiben des Deutschen Städte- und Gemeindebunds.

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

Für die Anleger im Dachbereich: ja.

### **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 Biotope tangiert werden?

Im Detail können das nur Projektentwickler beantworten; pauschal mind. 24 Monate bis zu drei Jahren, in Extremfällen auch vier Jahre.

- 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?

Zumindest für mittlere und größere Anlagen: Nein.

- 3) 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?

Der Fristenrahmen ist offensichtlich zu eng gesetzt; zahlreiche Großprojekte, für die bereits erhebliche Planungskosten entstanden sind, würden aus der Förderung bei der derzeitigen Planung herausfallen – die Planungskosten müßten abgeschrieben werden und können insbesondere bei mittelständischen Unternehmen existenzgefährdende Ausmaße erreichen. Vgl. Schreiben des Deutschen Städte- und Gemeindebunds. M.E. sollte hier Vertrauensschutz gewährt werden, kann die Frage aber nicht aus juristischer Perspektive beantworten.

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

Vgl. Schreiben des Deutschen Städte- und Gemeindebunds. Der dortige Vorschlag gibt m.E. einen ausreichenden Rahmen vor.

### **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?

Im Detail können das nur Projektentwickler beantworten; pauschal mind. 24 Monate bis zu drei Jahren, in Extremfällen auch vier Jahre.

- 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?

Der Fristenrahmen ist offensichtlich zu eng gesetzt; zahlreiche Großprojekte, für die bereits erhebliche Planungskosten entstanden sind, würden aus der Förderung bei der derzeitigen Planung herausfallen – die Planungskosten müßten abgeschrieben werden und können insbesondere bei mittelständischen Unternehmen existenzgefährdende Ausmaße erreichen. Vgl. Schreiben des Deutschen Städte- und Gemeindebunds. M.E. sollte hier Vertrauensschutz gewährt werden, kann die Frage aber nicht aus juristischer Perspektive beantworten.

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

Unmittelbar nach Ankündigung der Absicht des BMU, die PV-Einspeisung um 15% zusätzlich kürzen zu wollen, wurden an der Börse geschätzt zwischen 500m und 1Mrd. € an Marktkapitalisierung vernichtet, die bisher nicht wieder aufgeholt wurden.

Auf dem Modulmarkt hat die Ankündigung einen beispiellosen Boom für das erste Halbjahr 2010 ausgelöst, die Auftragseingänge für das H1 übertreffen die Nachfrage für das Gesamtjahr 2009. Die hohe Nachfrage ermöglichte es den Herstellern aller Komponenten, die Preise (ca. 10-15%) wieder anzuheben. Für das Q4 2010 dürfte wiederum eine gewisse „Jahresendrallye“ zu erwarten sein, da dann die kommende Regelkürzung in Höhe von voraussichtlich mind. 11% ansteht.

### **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?

Der Fristenrahmen ist offensichtlich zu eng gesetzt; zahlreiche Großprojekte, für die bereits erhebliche Planungskosten entstanden sind, würden aus der Förderung bei der derzeitigen Planung herausfallen – die Planungskosten müßten abgeschrieben werden und können insbesondere bei mittelständischen Unternehmen existenzgefährdende Ausmaße erreichen. Vgl. Schreiben des Deutschen Städte- und Gemeindebunds. M.E. sollte hier Vertrauensschutz gewährt werden, kann die Frage aber nicht aus juristischer Perspektive beantworten.

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

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

mind. 24 Monate bis zu drei Jahren, in Extremfällen auch vier Jahre.

- 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?

keine Expertise.

### **Eigenverbrauch**

#### **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?

Keine Expertise.

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

Vermutlich kaum; die Regelung existierte ja auch bereits schon, die zusätzlich durch deutsche Unternehmen stattfindende Vermarktung dieses Fördersystems dürfte die Nachfrage anheben, aber auf der anderen Seite zu tendenziell kleineren Anlagen führen, so daß nach meiner Einschätzung der Effekt gering bleiben dürfte.

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

Ja; können wir aber nicht beziffern.

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

Möglicherweise, oder sogar ziemlich sicher. Allerdings halte ich den Abstand zwischen den Kosten für dezentrale Speichertechnik mit dezentraler Energieerzeugung und der effizienteren

zentralen Versorgung für so groß, dass dieser auch in absehbarer Zukunft nicht überbrückt werden kann.

### **Fragen der Fraktion der SPD**

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

Möglicherweise, oder sogar ziemlich sicher, Anreize zur Entwicklung lokaler Speicher. Allerdings halte ich den Abstand zwischen den Kosten für dezentrale Speichertechnik mit dezentraler Energieerzeugung und der effizienteren zentralen Versorgung für so groß, dass dieser auch in absehbarer Zukunft nicht überbrückt werden kann.

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

Keine Expertise.

- 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?

Ich halte den Abstand zwischen den Kosten für dezentrale Speichertechnik mit dezentraler Energieerzeugung und der effizienteren zentralen Versorgung für so groß, dass dieser auch in absehbarer Zukunft nicht überbrückt werden kann. Daher muß der Abstand sehr groß sein für Speicher; bei intelligenten Netzen dürften Anreize durch tagesvariable Stromtarife möglicherweise ausreichen.

### **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?

Marktvolumen dürfte sich wenig ändern, da die Regelung ja bereits existiert; die zusätzlich durch deutsche Unternehmen stattfindende Vermarktung dieses Fördersystems dürfte die Nachfrage anheben, aber auf der anderen Seite zu tendenziell kleineren Anlagen führen, so daß nach meiner Einschätzung der Effekt gering bleiben dürfte. Zur Wälzungssumme: Keine Expertise.

- 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?

Kostenentlastung: keine Expertise. Ich halte den Abstand zwischen den Kosten für dezentrale Speichertechnik mit dezentraler Energieerzeugung und der effizienteren zentralen Versorgung für so groß, dass dieser auch in absehbarer Zukunft nicht überbrückt werden kann. Daher muß der Abstand sehr groß sein für Speicher; bei intelligenten Netzen dürften Anreize durch tagesvariable Stromtarife möglicherweise ausreichen. Für weitergehende Vorschläge verweise ich auf unsere PV-Branchenstudie 2010.

- 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?

Keine Expertise.

- 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?

(S. Frage 2) in diesem Abschnitt) Ich halte den Abstand zwischen den Kosten für dezentrale Speichertechnik mit dezentraler Energieerzeugung und der effizienteren zentralen Versorgung für so groß, dass dieser auch in absehbarer Zukunft nicht überbrückt werden kann.

Die Energieversorgung beruht auch in Zukunft am effektivsten auf dem räumlichen Ausgleich von Erzeugungs- und Lastschwankungen sowie eine Pufferung (Speicherung) von Energie im Netz. Das muß nicht teuer sein.

- 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?

Ja; Batteriespeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicherung. Kosten der Speicherung in Li-Batterien: c. 50 €-cts./kWh, Wasserstoff c. 30 €-cts./kWh. Beide Technologien werden mit über 50%-iger Kostensenkung über 10 Jahre prognostiziert (Quelle: VDE, eigene Berechnungen).

Meines Erachtens ist dies allerdings nicht die entscheidende Fragestellung, da sie auf die Bereitstellung von Grundlaststrom abzielt. Dieser wird in einem erneuerbaren Netz auch nach



den heutigen Prämissen keine Rolle mehr spielen. Eine 24-stündige, gesicherte Versorgung auch mit 100% erneuerbaren Energien ist durch die Verschaltung verschiedener Energiequellen über größere räumliche Distanzen auch mit wenig Speicherkapazität nachgewiesenermaßen möglich. Daher führt die isolierte Betrachtung einzelner Anlagen vor allem kostenmäßig in die Irre.

- 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?

Macht m.E. aus oben genannten Gründen keinen Sinn. Siehe auch Kosten von Speichersystemen; in Kombinationskraftwerken können dann PV-Anlagen gegen Speicherkapazitäten gegengerechnet werden, da sie den saisonalen Speicherbedarf verringern.

- 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?

Insbesondere tagesvariable Tarife („lastabhängig“) dürften Anreize für intelligente Steuerung setzen.

- 8) Wäre es gesetzssystematisch 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?

Ich kann das von der juristischen Seite nicht beurteilen, halte aber jede weitere grundlegende Änderung aus investitionstechnischen Gründen für schwierig (Investitionssicherheit).

#### **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 Preiselastizität (wieviel MW werden verkauft bei einer Preisveränderung von x?) ist grundsätzlich ungeklärt und wird daher wild debattiert. In 2009 haben leichte Preisanreize nicht ausgereicht, um den Markt anzukurbeln.

#### **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 Preiselastizität (wieviel MW werden verkauft bei einer Preisveränderung von x?) ist grundsätzlich ungeklärt und wird daher wild debattiert. In 2009 haben leichte Preisanreize nicht ausgereicht, um den Markt anzukurbeln.

Der Begriff „Überförderung“ ist betriebswirtschaftlich nicht definiert und daher wissenschaftlich nicht zu berechnen. Die Förderung sollte dann zu hoch sein, wenn die Nachfrage bei konstanten Preisen gegen unendlich läuft; diese kann aber auch durch externe Faktoren beeinflusst sein (siehe „Jahresendrallye“ etc.).

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

Keine Meinung.

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

Wenn beispielsweise der private Tagesverbrauch 33 % teurer taxiert würde als heute, der Nachtstrom aber um 25 % verbilligt würde, so könnten gegenüber der heutigen Tarifstruktur (wir haben 20 €-cts./kWh flat angenommen) bei gleichbleibendem Verbrauchsmuster nach unserer Überschlagsrechnung sogar etwa 12 % mehr Einnahmen erzielt werden, die in den Aufbau entsprechender Speicherkapazitäten fließen könnten. Für den einzelnen Verbraucher muss dies nicht teurer sein, da er seinen Strombedarf entsprechend an die Tages-/Nachttarife anpassen kann.

Zudem macht der höhere Tagesstrompreis die Photovoltaik attraktiver und bringt sie schneller an die Plug'n'Play-Parität als reines Net Metering. Ein starker Anreiz wäre hier, eine Einspeisevergütung ähnlich dem Net Metering, aber diesmal mit tagesvariablen Tarifen, zu schaffen: der PV-ausgerüstete Haushalt speist zu Spitzenzeiten am Tag ins Netz ein, wenn der Tarif hoch ist; er bezieht Strom aus dem Netz nachts, wenn die Strompreise niedrig sind (Time-of-use Metering, TOU). Dieses Tarifsysteem funktioniert für die PV natürlich nur dann, wenn sie kostenseitig innerhalb der ominösen Plug'n'play-Parität angekommen ist – vorher muss weiterhin ein Einspeisetarif aufgesattelt werden, der die Differenz zwischen Spitzentarif und PV-Kosten abdeckt. Dieser kann aber geringer sein als im bisherigen Tarifsysteem, weil damit der Abstand zum Tarif geringer wird (oder umgekehrt ausgedrückt: bei höheren Spitzentarifen wird schneller Parität erreicht).

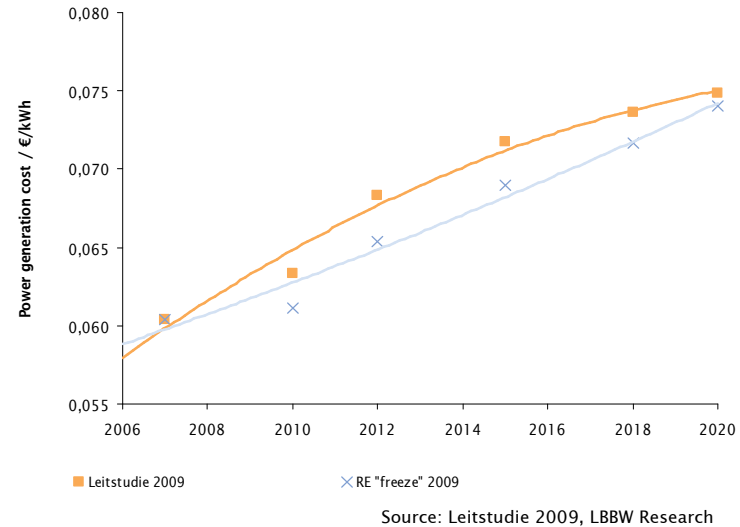
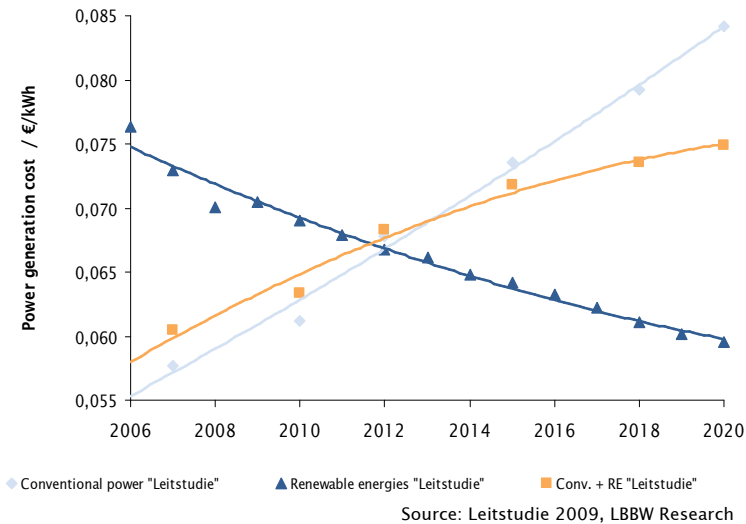
# Anhörung zur EEG-Novelle

Deutscher Bundestag, Ausschuß für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

21. April 2010

LBBW Energy and Power Technology Team

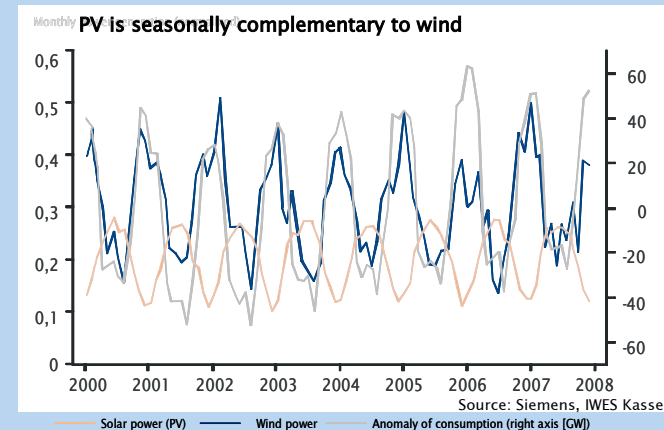
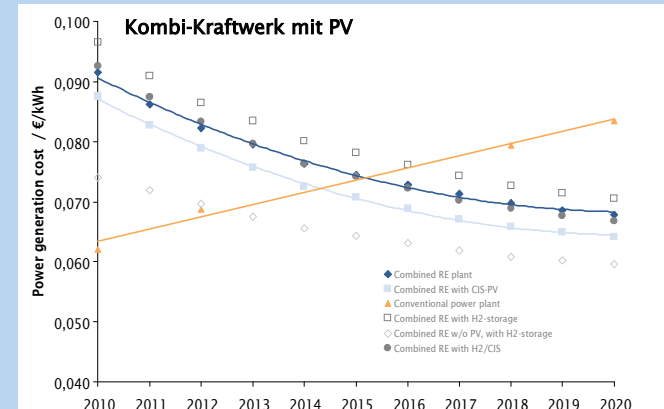
# Erneuerbare senken langfristig die Energiekosten – Volkswirtschaften werden wettbewerbsfähiger



- Erneuerbare begrenzen schon heute, aber vor allem mittel- bis langfristig die Strompreise (Quelle: EnBW, LBBWe).
- Nachdrückliche Umgestaltung von Tarifstrukturen, Gewohnheiten und unserer Denkweisen erforderlich.

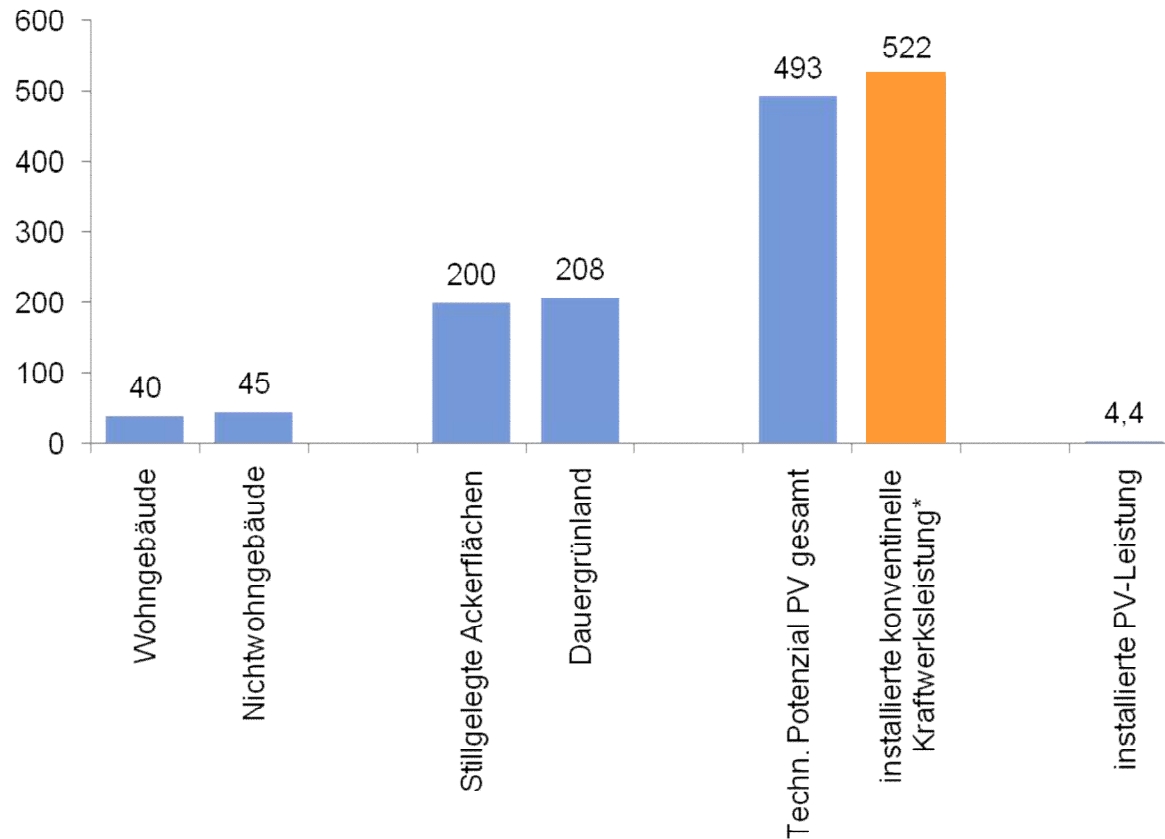
# Utility Parität in der Mitte dieser Dekade

- Nach unseren Berechnungen kann ein kombiniertes CIS-/Wind-/Biomassekraftwerk bereits in 2014/15 Strom zu wettbewerbsfähigen Kosten erzeugen, in Deutschland (!).
- Kombinierte Kraftwerke erlauben reduzierte Speicherkapazitäten – daher können PV-Kosten gegen Speicherkosten gerechnet werden.
- Lokale PV-Erzeugung verringert in gewissem Maße die Anforderungen ans Netz



# Das technische Potenzial für PV ist astronomisch (auch in Deutschland) – Stromerzeugung in TWh

in TWh

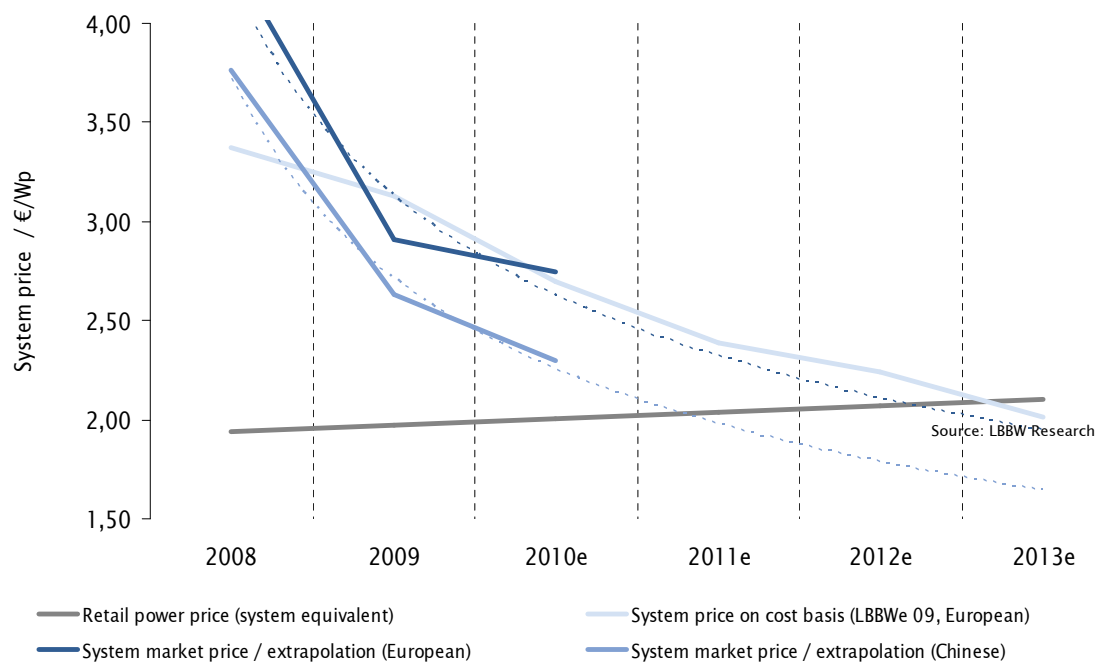


- Etwa **94% der bundesdeutschen Stromversorgung** ließe sich aus PV erzeugen
- Dazu ist lediglich **1% der Landfläche** notwendig
- Für den **Verkehr sind 4,5%** der Flächen verbraucht

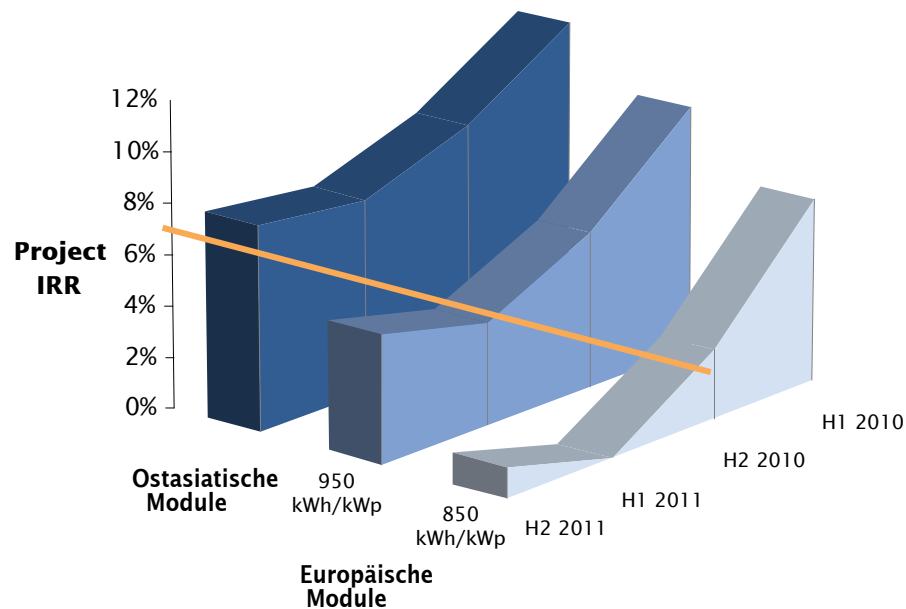
\* Anfang 2007

Quellen: ZSW, DLR; Kaltschmitt/Wiese 1993; LBBW

# Preisverfall und Kostendegression: Die Auswirkungen auf die Hausdachparität



# Das neue Energie-Einspeisegesetz (EEG): die europäischen Modulhersteller werden erhebliche Probleme bekommen

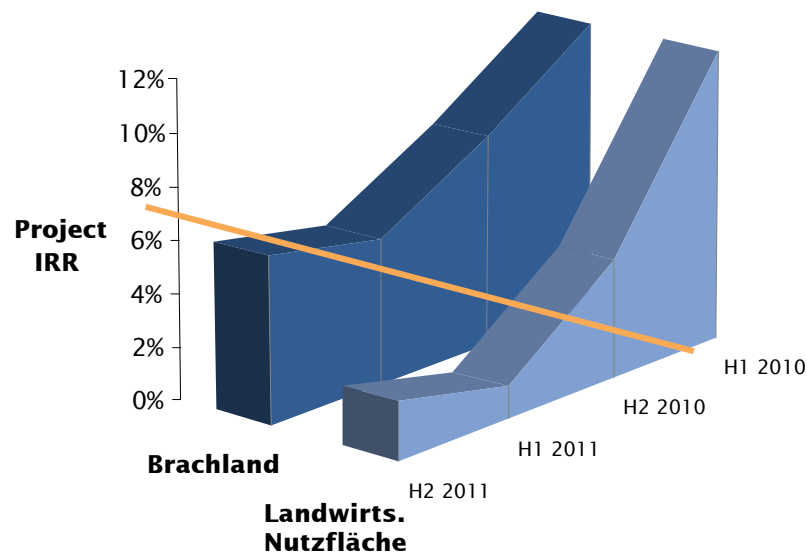


Feed-in scenario "BMU" rooftop		Q1 2010	Jun-Dec 2010	H1 2011	H2 2011
Suggested reduction					
<b>Feed-in-Tariff €/kWh</b>		0,391	0,329	0,299	0,299
850 kWh/kWp	FIT degression / %	-9,0%	-16,0%	-9,0%	0,0%
European (850 kWh/Wp):	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>7,2%</b>	<b>2,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,2%</b>
European (950 kWh/Wp):	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>9,7%</b>	<b>6,1%</b>	<b>4,0%</b>	<b>5,0%</b>
East Asian module makers:	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>12,0%</b>	<b>9,2%</b>	<b>7,6%</b>	<b>8,0%</b>

Source: LBBW Research



# Freiflächenanlagen werden in Deutschland komplett unwirtschaftlich werden, selbst mit Dünnschicht



Feed-in scenario "BMU" green field		H1 2010	H2 2010	H1 2011	H2 2011
Suggested reduction	<b>FS System price / €/Wp</b>	<b>1,90</b>	<b>1,85</b>	<b>1,80</b>	<b>1,75</b>
<b>Feed-in-Tariff €/kWh wasteland</b>		0,319	0,284	0,241	0,215
900 kWh/kWp	FiT degression / %	-11,0%	-15,0%	-11,0%	0,0%
First Solar modules:	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>11,0%</b>	<b>8,0%</b>	<b>5,5%</b>	<b>6,3%</b>
<b>Feed-in-Tariff €/kWh arable land</b>		0,319	0,284	0,213	0,190
900 kWh/kWp	FiT degression / %	-11,0%	-25,0%	-11,0%	0,0%
First Solar modules:	<b>IRR (KfW interest rate 3.5%)</b>	<b>11,0%</b>	<b>4,5%</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,2%</b>

Source: LBBW Research