

Deutscher Bundestag
Ausschuss f. Umwelt,
Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache
17(16)56(G)

Öffentliche Anhörung - 21.04.2010

20.04.2010

7 % der Handwerksbetriebe planen Geschäftstätigkeit im Bereich der Errichtung von Photovoltaikanlagen aufzunehmen. Diese gegenüber 2003 (12 %) und 2007 (13 %) gesunkene Zahl könnte eine zunehmende Sättigung des Marktes für Installationsleistungen zeigen aber auch ein Indikator für Verunsicherung über die Entwicklung des Marktes sein.

Antworten des

Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), RA Alexander Neuhäuser

Vorbemerkung:

Der ZVEH: Den elektro- und informationstechnischen Handwerken mit den drei Handwerke Elektrotechniker, Informationstechniker und Elektromaschinenbauer gehören in Deutschland rund 76.000 Betriebe mit über 317.000 Beschäftigten, davon rund 41.000 Auszubildende, an. Der Jahresumsatz der Branche lag im Jahr 2009 bei 32,56 Milliarden Euro.

Das Handwerk nimmt eine bedeutsame Rolle in der Solarwirtschaft ein. Allein im Elektrohandwerk wurden 2009 ca. 10 Milliarden EUR mit Photovoltaik Anlagen umgesetzt. 37% der Elektrohandwerksunternehmen sind mittlerweile auf diesem Gebiet tätig. Das sind bei 76.000 Betrieben ca. 28.000 Betriebe. Die in diesem Bereich tätigen Betriebe erzielen ca. 28 % Ihres Gesamtumsatzes mit Solartechnik. Es besteht somit ein hoher Spezialisierungsgrad. Die Fachbetriebe des Elektrohandwerks installieren zu ca. 80 % Photovoltaikmodule aus deutscher Herkunft. Dies zeigt das Vertrauen in Service und Qualität deutscher Hersteller und ist damit ein Beweis für die hohe Verbundenheit zum deutschen Markt. (Die Angaben beruhen auf einer Umfrage des Volkswirtschaftlichen Institutes für Mittelstand und Handwerk an der Universität Göttingen unter mehr als 1000 Betrieben, die im März 2010 im Auftrag des ZVEH durchgeführt wurde.)

**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?
- 2) In welchen Bereichen war die deutsche Photovoltaikindustrie in den letzten Jahren besonders innovativ und wie könnte die Innovationsfähigkeit zusätzlich gesteigert werden?
- 3) **Was sollte getan werden, um die technologische Leistungsfähigkeit der deutschen Solarwirtschaft zu verbessern?**

Antwort zu 3)

1. **Die Entwicklung von Speichertechnologie muss gezielt gefördert werden. Der Markt wartet auf Lösungen, um den selbst erzeugten Solarstrom besser verwerten zu können. In diesem Zusammenhang sollte die Politik auch ihre Haltung zu thermischen Speichern überdenken, zu denen auch die Elektrospeicherheizung gehört. Ebenso wie Kältespeicher können diese Speichermöglichkeiten in Zukunft einen erheblichen Beitrag zum Lastmanagement leisten. Politische Signale für einen Verbot von Speicherheizungen waren vor diesem Hintergrund in der undifferenzierten Form kontraproduktiv, zumal die letztlich in der Energieeinsparverordnung umgesetzte Regelung kein wirkliches Verbot bewirkt.**
 2. **Auch zukünftige Speicher (Akkumulatoren für Elektromobilität) müssen in Überlegungen zum Lastmanagement einbezogen werden.**
 3. **Ebenso wichtig für die bessere Eigenverwertung selbst erzeugten Stroms, ist das Reagieren des Gebäudes auf die Netzsituation (Schlagworte: Smart Grid, Smart Building) Daher ist es wichtig die Gebäudetechnik und die Gebäudeautomation in die Überlegungen für ein besseres Lastmanagement einzubeziehen. Angesichts volatiler erneuerbarer Energien, wird die Gebäudeautomation neben der Speicherung helfen, Lasten zu managen.**
 4. **Die gesetzgeberische Aktivität für Energieeffizienz und erneuerbare Energien muss insgesamt besser abgestimmt werden. Dafür sollte z.B. das Erneuerbare Energien Wärme Gesetz in das Energieeinspargesetz, bzw. in die Energieeinsparverordnung überführt werden. Instrumente, wie die Energieeinsparverordnung enthalten zwar schon heute Regelungen, die den Eigenverbrauch stärken (§ 5 EnEV 2009). Dies reicht jedoch bei weitem noch nicht aus, um die notwendigen Anreize zu setzen.**
- 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?
 - 5) Wie wirkt sich die Photovoltaikeinspeisung auf die Merit Order und damit auf die Großhandelspreise aus?

6) Welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen hätte die Umsetzung des Gesetzentwurfes?

Antwort zu 6)

Zusätzliche Degressionsschritte mitten im Jahr, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, verunsichern den Markt. Schon die Ankündigung durch das BMU, mit der kurzen Frist mitten in einer schlechten Witterungsperiode eine zusätzliche Degression vorzunehmen und die darauf folgende große Unklarheit über die Termine, hat die handwerklichen Anlagenerrichter nachhaltig verunsichert.

Der Markt hat die Degressionszyklen verinnerlicht und plant danach. Eine grundsätzliche politische Aussage, die mit dem EEG verknüpft wurde, war die Gewährleistung von Planungssicherheit. Ad hoc durchgeführte zusätzliche Degressionen zerstören diese Planungssicherheit und können schlimmstenfalls zum Erliegen des Marktes führen. Handwerkliche und mittelständische Unternehmen jedenfalls geraten leicht in Existenznot, weil verstärkt durch die Wirtschaftskrise bei geringer Eigenkapitaldecke keine Puffer für ausfallende Aufträge vorhanden sind.

Dabei darf man sich zusätzlichen Degressionen nicht grundsätzlich verschließen, denn auch die Akzeptanz der Technologie lebt in Deutschland von der zielgenauen Förderung der Solartechnologie. Wichtig ist daher deren volkswirtschaftliches Management. Degressionsrunden sollten prinzipiell einmalig erfolgen, wenn die regelmäßige Degression ansteht. Dann kann eine zusätzliche Degression auch auf das Instrument der flexiblen Marktanpassung („atmender Deckel“) abgestimmt werden.

Angesichts der nun ohnehin eingetretenen Unsicherheit kann der Installationsmarkt mit einer Degression zum 1. Juli leben. Teilweise erhalten wir Signale, dass sinkende Kosten beim Einkauf von Modulen zu diesem Zeitpunkt eingepreist werden.

Allerdings sollten Anpassungen nach und nach erfolgen. Um dem Markt das Signal zu geben, in Zukunft zusätzliche Degressionsschritte mit der Regeldegression zusammenzulegen, sollte der gesamte zusätzliche Degressionsschritt aufgeteilt werden. Der ZVEH schließt sich daher prinzipiell der Auffassung des Bundesrates aus seiner Entschließung vom 26. März 2010 an und empfiehlt eine zusätzliche Degression in Höhe von maximal 10 % für alle Anlagentypen zum 01. Juli. Die Folgen dieser Maßnahme sollten beobachtet werden. Allenfalls sollte dann zur Jahreswende eine erneute Runde erfolgen. Wir erhalten so eine dreiteilige Mischung der Instrumente, die dem Markt Sicherheit gibt. Neben Regeldegression (Instrument 1) und flexibler Marktanpassung (Instrument 2) sollten außergewöhnliche Effekte, ebenfalls zum Jahresende individuell berücksichtigt werden (Instrument 3).

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?
- 3) Ist die im Gesetzentwurf enthaltene Einmalabsenkung angesichts der rückläufigen Kosten für die Module gerechtfertigt?
- 4) Bevorteilt die Einmalabsenkung der Vergütung in Deutschland ausländische Anbieter im Wettbewerb auf den heimischen Modulmarkt?
- 5) **Wie bewerten Sie das Kostensenkungspotential von Photovoltaik im Vergleich zu anderen Erneuerbare-Energieträgern?**

Antwort zu 5)

Bei der Installation gibt es jedenfalls kein weiteres Kostensenkungspotential. Der Installationsmarkt im Handwerk ist durchrationalisiert. Dies zeigen die flächendeckende Verfügbarkeit und die Spezialisierung, die sich auch in der im Markt zu beobachtenden Kooperationsdichte zeigt. 57 % der Elektrohandwerksbetriebe kooperieren bei der Projektrealisierung mit anderen Gewerken (Umfrage des Volkswirtschaftlichen Institutes für Mittelstand und Handwerk an der Universität Göttingen unter mehr als 1000 Betrieben, die im März 2010 im Auftrag des ZVEH durchgeführt wurde).

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?
- 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?**

Antwort zu 2)

Aus Sicht des Handwerks steht jedenfalls fest, dass ein wachsender Preisvorsprung ausländischer Hersteller den Verkauf an den Kunden erschweren würde. Derzeit empfiehlt das Handwerk zu 80 % Module heimischer Hersteller (Umfrage des Volkswirtschaftlichen Institutes für Mittelstand und Handwerk an der Universität Göttingen unter mehr als 1000 Betrieben, die im März 2010 im Auftrag des ZVEH durchgeführt wurde). Dabei ist immer die Diskussion zu führen, welche Vorteile und Nachteile bestehen. Letztlich trifft der Kunde nach der Beratung die Entscheidung über die Module. Je größer die Preisspreizung zugunsten ausländischer Module ansteigt, desto häufiger wird der Kunde ausländische Module wählen, weil die Vorteile deutscher Module in punkto Qualität, Service und Rechtssicherheit relativ geringer ausfallen.

- 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?

Antwort zu 3)

Der Zusammenbruch des Marktes in Spanien und die daraus resultierenden Überkapazitäten haben den Preisverfall sicher begünstigt. Dadurch offenbart sich die Gefahr abrupter Maßnahmen. Solche Effekte können sich spiralartig verstärken. Unbedachte zusätzliche Degressionsschritte bewirken unter Umständen einen zusätzlichen Rückgang der Nachfrage, wodurch ein weiter steigendes Überangebot an PV-Modulen entstehen kann. Der folgende Preisverfall würde den Ruf nach weiteren Degressionsschritten auslösen, wodurch der Markt weiter belastet würde.

- 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?

Antwort zu 4)

Es ist durchaus denkbar, 2010 der Studie des Leipziger Instituts für Energie (EI Leipzig) und des Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) zu folgen und damit insgesamt für 2010 eine zusätzliche Degression von 15 % umzusetzen.

Allerdings sollten Anpassungen nach und nach erfolgen. Um dem Markt das Signal zu geben in Zukunft zusätzliche Degressionsschritte mit der Regeldegression zusammenzulegen, sollte der gesamte zusätzliche Degressionsschritt aufgeteilt werden. Der ZVEH schließt sich daher prinzipiell der Auffassung des Bundesrates aus seiner Entschließung vom 26. März 2010 an und empfiehlt eine zusätzliche Degression in Höhe von maximal 10 % für alle Anlagentypen zum 01. Juli. Die Folgen dieser Maßnahme sollten beobachtet werden. Allenfalls sollte dann zur

Jahreswende eine erneute Runde erfolgen. Wir erhalten so eine dreiteilige Mischung der Instrumente, die dem Markt Sicherheit gibt. Neben Regeldegression (Instrument 1) und flexibler Marktanpassung (Instrument 2) sollten außergewöhnliche Effekte, ebenfalls zum Jahresende individuell berücksichtigt werden (Instrument 3).

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

Antwort zu 5)

Es sind viele Aspekte bekannt, die qualitativ als Nutzen für den Verbraucher beschrieben werden.

Selten wird gesehen, dass sich der Verbraucher bei der Frage nach einer Investition in Photovoltaik, z.B. als Dachanlage, auch mit der Energieversorgungssituation, insbesondere der Notwendigkeit der ökologisch vorteilhaften Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen beschäftigt. Photovoltaik als Quelle zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist von wesentlich breiteren Schichten der Verbraucher einsetzbar als andere Quellen erneuerbarer Energien.

Das Elektrohandwerk berät den Verbraucher dabei über Eigenverbrauch seine Photovoltaikanlage zur Minimierung des Strombezugs einzusetzen. Damit erfährt der Verbraucher den insgesamt volkswirtschaftlich verfolgten Gedanken größerer Unabhängigkeit von Energieimporten konkret in seinem Nahbereich.

- 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?

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?
- 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?**

Antwort zu 2)

Aus Sicht des Handwerks steht jedenfalls fest, dass es ein wachsender Preisvorsprung ausländischer Hersteller den Verkauf von Modulen aus deutscher Herstellung an den Kunden erschweren würde. Derzeit empfiehlt das Handwerk zu 80 % Module heimischer Hersteller (Umfrage des Volkswirtschaftlichen Institutes für Mittelstand und Handwerk an der Universität Göttingen unter mehr als 1000 Betrieben, die im März 2010 im Auftrag des ZVEH durchgeführt wurde). Dabei ist immer die Diskussion zu führen welche Vorteile und Nachteile bestehen. Letztlich trifft der Kunde nach der Beratung die Entscheidung über die Module. Je größer die Preisspreizung zugunsten ausländischer Module ansteigt, desto häufiger wird der Kunde ausländische Module wählen, weil die Vorteile deutscher Module in punkto Qualität, Service und Rechtssicherheit relativ geringer ausfallen.

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

Antwort zu 3)

Bei der Installation gibt es jedenfalls kein weiteres Kostensenkungspotential. Der Installationsmarkt im Handwerk ist durchrationalisiert. Dies zeigen die flächendeckende Verfügbarkeit und die in den Vorbemerkungen erwähnte Spezialisierung, die sich auch in der im Markt zu beobachtenden Kooperationsdichte zeigt, 57 % der Elektrohandwerksbetriebe kooperieren bei der Projektrealisierung mit anderen Gewerken. Auch dies zeigt die Spezialisierung.

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

Antwort zu 4)

Grundsätzlich stellt der insgesamt weit gespreizte Korridor ein Risiko für die Installateure dar. Derzeit werden Anlagen, um Planungssicherheit für den Kunden zu gewährleisten, oft nach folgendem Modell angeboten: Der Installateur garantiert die Fertigstellung bis zum 31.12. des laufenden Jahres, anderenfalls trägt er die berechneten Mindereinnahmen, die durch eine Degression entstehen. Er partizipiert nicht an einer denkbaren steigenden Vergütung wegen Unterschreitung des Zielkorridors.

Der Markt verlangt nach diesen Sicherheiten. Letztlich müssen die Kosten solcher Garantien jedoch eingepreist werden. Grundsätzlich ist es also denkbar, dass durch eine ungewisse Degressionshöhe vergrößerte Risiken zu steigenden Kosten führen, weil diese Risiken auf alle Projekte umgelegt werden.

Die derzeit mögliche zusätzliche Degression des ausgeweiteten „atmenden Deckels“ bietet zudem ein zusätzliches hohes Risiko, wenn Sie bereits für das Jahr 2010 vorbehaltlos eingeführt wird. Der Markt konnte sich nicht auf

dieses Instrument einstellen, es gibt also noch keinen lernenden Mechanismus. Da vollkommen unklar ist, wie sich der Markt im angestrebten Beobachtungszeitraum entwickeln wird, könnte die möglicherweise große zusätzliche Degression des „atmenden Deckels“ kurz nach der zusätzlichen Degression zum 1. Juli kumuliert zu einem Abwürgen des Marktes führen. Die derzeit vorgesehene zusätzliche Degression wird schließlich nicht auf den „atmenden Deckel“ angerechnet.

Außerdem kommt es nach Auskunft der Praktiker derzeit zu einer vorgezogenen „Endrallye“. Dieser Zusatzeffekt würde nach dem derzeit geltenden Modus in die Hochrechnung einbezogen und so den Hochrechnungswert nach oben verfälschen, was zu einer stärkeren flexiblen Degression führen würde.

- 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

Antwort zu 5)

Der Beobachtungszeitraum sollte nach dem Termin für die geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben. Ohnehin ist es aus Sicht der Handwerksunternehmen empfehlenswert, einen Termin im Jahr beizubehalten, um den Markt nicht mehrmals im Jahr in Unruhe zu versetzen.

Die Höhe der marktabhängigen Degressionsschritte sollte generell 1,5 - 2 % nicht überschreiten. Größere Degressionsstufen sollten der individuellen Marktbeobachtung vorbehalten bleiben, um auf unvorhergesehene Entwicklungen reagieren zu können.

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?

Antwort zu 1)

Es zeigt sich bereits eine vorgezogene „Endrallye“ zum Termin. Für danach beobachten die installierenden Unternehmen eine Flaute im Auftragseingang. Derzeit lautet die Prognose, dass diese kurz sein wird wenn die Absenkung moderat bleibt, weil der Absatzmarkt dann die neue Preisbildung nachvollziehen wird. Sichere Aussagen können die Betriebe jedoch derzeit nicht machen.

- 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?**

Antwort zu 2)

Aus Sicht des Handwerks steht jedenfalls fest, dass es ein wachsender Preisvorsprung ausländischer Hersteller den Verkauf von Modulen aus deutscher Herstellung an den Kunden erschweren würde. Derzeit empfiehlt das Handwerk zu 80 % Module heimischer Hersteller (Umfrage des Volkswirtschaftlichen Institutes für Mittelstand und Handwerk an der Universität Göttingen unter mehr als 1000 Betrieben, die im März 2010 im Auftrag des ZVEH durchgeführt wurde). Dabei ist immer die Diskussion zu führen, welche Vorteile und Nachteile bestehen. Letztlich trifft der Kunde nach der Beratung die Entscheidung über die Module. Je größer die Preisspreizung zugunsten ausländischer Module ansteigt, desto häufiger wird der Kunde ausländische Module wählen, weil die Vorteile deutscher Module in punkto Qualität, Service und Rechtssicherheit relativ geringer ausfallen.

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

Antwort zu 3)

Die installierenden Betriebe signalisieren uns, dass sie einen Degressionsschritt derzeit bereits im Angebot einpreisen, um den Markt auch für die Zeit nach der Degression offen zu halten und um auch danach konkurrenzfähig zu bleiben. Die Installationsunternehmen orientieren sich dabei stark an den derzeitigen Vorgaben der Politik und hoffen, dass die Preisentwicklung nachzieht.

Wir erhalten allerdings Signale, dass lediglich ein Degressionsschritt von 10 %, wie vom Bundesrat vorgeschlagen, geleistet werden kann, dass zum Ende des Jahres jedoch ein weiterer Degressionsschritt von 5 % denkbar ist, wenn sich der Markt entsprechend verhält.

- 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?**

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

Antwort zu 7)

1. **Die Entwicklung von Speichertechnologie muss gezielt gefördert werden. Der Markt wartet auf Lösungen, um den selbst erzeugten Solarstrom besser verwerten zu können. In diesem Zusammenhang sollte die Politik auch ihre Haltung zu thermischen Speichern überdenken, zu denen auch die Elektrospeicherheizung gehört. Wie auch Kältespeicher können diese Speichermöglichkeiten in Zukunft einen erheblichen Beitrag zum Lastmanagement leisten. Politische Signale für ein Verbot von Speicherheizungen waren vor diesem Hintergrund in der undifferenzierten Form kontraproduktiv, zumal die letztlich in der Energieeinsparverordnung umgesetzte Regelung kein wirkliches Verbot bewirkt.**
2. **Auch zukünftige Speicher (Akkumulatoren für Elektromobilität) müssen in Überlegungen zum Lastmanagement einbezogen werden.**
3. **Ebenso wichtig für die bessere Eigenverwertung selbst erzeugten Stroms, ist das Reagieren des Gebäudes auf die Netzsituation (Schlagworte: Smart Grid, Smart Building) Daher ist es wichtig die Gebäudetechnik und die Gebäudeautomation in die Überlegungen für ein besseres Lastmanagement einzubeziehen. Angesichts volatiler erneuerbarer Energien, wird die Gebäudeautomation neben der Speicherung helfen, Lasten zu managen.**
4. **Die gesetzgeberische Aktivität für Energieeffizienz und erneuerbare Energien muss insgesamt besser abgestimmt werden. Dafür sollte z.B. das Erneuerbare Energien Wärme Gesetz in das Energieeinspargesetz, bzw. in die Energieeinsparverordnung überführt werden. Instrumente, wie die Energieeinsparverordnung enthalten zwar schon heute Regelungen, die den Eigenverbrauch stärken (§ 5 EnEV 2009). Dies reicht jedoch bei weitem noch nicht aus, um die notwendigen Anreize zu setzen.**

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

Antwort zu 2)

Aus der Sicht der Installateure sollte es einen Degressionstermin pro Jahr geben, um Planungssicherheit zu erreichen. Denn die meisten Planungen dauern wesentlich länger als ein viertel Jahr. Vorzugsweise sollte sich dieser Termin nicht im Winter befinden, sondern im Sommer (beispielsweise Anfang Juli). Da sich eine „Endrallye“ nicht verhindern lässt, ließe sich der Anfall der Aufträge von den Installateuren in der wetterstabilen Periode abwickeln. Auch die Anforderungen des Arbeitsschutzes sprechen für eine solche Lösung.

Folgt man dem nicht, sollte es bei einer Aufteilung der Degressionsschritte auf keinen Fall zu mehr als zwei Degressionsterminen kommen (1. Januar und 1. Juli). Bei großen Anlagen, insbesondere Freiflächenanlagen aber selbst bei kleineren durch Verbraucher errichteten Dachanlagen, kann die Planungsphase bis zum Netzanschluss aber auch ein halbes Jahr überschreiten, sodass bei unterjährigen Degressionsterminen immer Planungsunsicherheit einträte. Für Verbraucher gilt dies, weil die Entscheidungsfindung nicht immer professionell Betriebswirtschaftlich getroffen wird, sondern auch eine durch Beratung begleitete Findungsphase beinhaltet.

Es ist also ein Jahrestermin zu bevorzugen, maximal kann ein Halbjahrestermin verarbeitet werden.

- 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?

Antwort zu 3)

Wie erläutert sollte generell ein Degressionstermin beibehalten werden, um Planungssicherheit zu erreichen. Der Degressionstermin sollte im Juli liegen, um den erhöhten Anfall von Installationsaufträgen in einer stabilen Witterungsperiode abzuwickeln. Auch die Anforderungen des Arbeitsschutzes sprechen für eine solche Lösung.

Der Beobachtungszeitraum sollte im Jahr 2010 nach dem Termin für die derzeit geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben.

Degression

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

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

Antwort zu 1)

Dies Steigerung kann der markt aus unserer Sicht verarbeiten.

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

Antwort zu 2)

Grundsätzlich stellt der insgesamt weit gespreizte Korridor ein Risiko für die Installateure dar. Derzeit werden Anlagen, um Planungssicherheit für den Kunden zu gewährleisten, oft nach folgendem Modell angeboten: Der Installateur garantiert die Fertigstellung bis zum 31.12. des laufenden Jahres, anderenfalls trägt er die berechneten Mindereinnahmen, die durch eine Degression entstehen. Er partizipiert nicht an einer denkbaren steigenden Vergütung wegen Unterschreitung des Zielkorridors.

Der Markt verlangt nach diesen Sicherheiten. Letztlich müssen die Kosten solcher Garantien jedoch eingepreist werden. Grundsätzlich ist es also denkbar, dass durch eine ungewisse Degressionshöhe vergrößerte Risiken zu steigenden Kosten führen, weil diese Risiken auf alle Projekte umgelegt werden.

Die derzeit mögliche zusätzliche Degression des ausgeweiteten „atmenden Deckels“ bietet zudem ein zusätzliches hohes Risiko, wenn Sie bereits für das Jahr 2010 vorbehaltlos eingeführt wird. Der Markt konnte sich nicht auf dieses Instrument einstellen, es gibt also noch keinen lernenden Mechanismus. Da vollkommen unklar ist, wie sich der Markt im angestrebte Beobachtungszeitraum entwickeln wird, könnte durch die möglicherweise große zusätzliche Degression des „atmenden Deckels“ kurz nach der zusätzlichen Degression zum 1. Juli kumuliert zu einem Abwürgen des Marktes führen. Die derzeit vorgesehene zusätzliche Degression wird schließlich nicht auf den „atmenden Deckel“ angerechnet.

Außerdem kommt es nach Auskunft der Praktiker derzeit zu einer vorgezogenen „Endrallye“. Dieser Zusatzeffekt würde nach dem derzeit geltenden Modus in die Hochrechnung einbezogen und so den Hochrechnungswert nach oben verfälschen, was zu einer stärkeren flexiblen Degression führen würde.

Der Beobachtungszeitraum sollte daher nach dem Termin für die geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben. Ohnehin ist es aus Sicht der Installateure empfehlenswert einen Termin im Jahr beizubehalten, um den Markt nicht mehrmals im Jahr in Unruhe zu versetzen.

Die Höhe der marktabhängigen Degressionsschritte sollte generell 1,5 - 2 % nicht überschreiten. Größere Degressionsstufen sollten der individuellen Marktbeobachtung vorbehalten bleiben, um auf unvorhergesehene Entwicklungen reagieren zu können

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

Antwort zu 3)

Die neue Zielmarke von 3000 MW wird dem Anspruch Deutschlands an den Ausbau erneuerbarer Energien gerecht und ist als Signal uneingeschränkt zu begrüßen.

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?

Bei der Installation gibt es jedenfalls kein weiteres Kostensenkungspotential. Der Installationsmarkt im Handwerk ist durchrationalisiert. Dies zeigen die flächendeckende Verfügbarkeit und die in den Vorbemerkungen erwähnte Spezialisierung, die sich auch in der im Markt zu beobachtenden Kooperationsdichte zeigt, 57 % der Elektrohandwerksbetriebe kooperieren bei der Projektrealisierung mit anderen Gewerken. Auch dies zeigt die Spezialisierung.

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

Antwort zu 2)

Grundsätzlich stellt der insgesamt weit gespreizte Korridor ein Risiko für die Installateure dar. Derzeit werden Anlagen, um Planungssicherheit für den Kunden zu gewährleisten, oft nach folgendem Modell angeboten: Der Installateur garantiert die Fertigstellung bis zum 31.12. des laufenden Jahres, anderenfalls trägt er die berechneten Mindereinnahmen, die durch eine Degression entstehen. Er partizipiert nicht an einer denkbaren steigenden Vergütung wegen Unterschreitung des Zielkorridors.

Der Markt verlangt nach diesen Sicherheiten. Letztlich müssen die Kosten solcher Garantien jedoch eingepreist werden. Grundsätzlich ist es also denkbar, dass durch eine ungewisse Degressionshöhe vergrößerte Risiken zu steigenden Kosten führen, weil diese Risiken auf alle Projekte umgelegt werden.

Die derzeit mögliche zusätzliche Degression des ausgeweiteten „atmenden Deckels“ bietet zudem ein zusätzliches hohes Risiko, wenn Sie bereits für das Jahr 2010 vorbehaltlos eingeführt wird. Der Markt konnte sich nicht auf dieses Instrument einstellen, es gibt also noch keinen lernenden Mechanismus. Da vollkommen unklar ist, wie sich der Markt im angestrebte Beobachtungszeitraum entwickeln wird, könnte durch die möglicherweise große zusätzliche Degression des „atmenden Deckels“ kurz nach der zusätzlichen Degression zum 1. Juli kumuliert zu einem Abwürgen des Marktes führen. Die derzeit vorgesehene zusätzliche Degression wird schließlich nicht auf den „atmenden Deckel“ angerechnet.

Außerdem kommt es nach Auskunft der Praktiker derzeit zu einer vorgezogenen „Endrallye“. Dieser Zusatzeffekt würde nach dem derzeit geltenden Modus in die Hochrechnung einbezogen und so den Hochrechnungswert nach oben verfälschen, was zu einer stärkeren flexiblen Degression führen würde.

Der Beobachtungszeitraum sollte daher nach dem Termin für die geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben. Ohnehin ist es aus Sicht der Installateure empfehlenswert einen Termin im Jahr beizubehalten, um den Markt nicht mehrmals im Jahr in Unruhe zu versetzen.

Die Höhe der marktabhängigen Degressionsschritte sollte generell 1,5-2 % nicht überschreiten. Größere Degressionsstufen sollten der individuellen Marktbeobachtung vorbehalten bleiben, um auf unvorhergesehene Entwicklungen reagieren zu können.

Die neue Zielmarke von 3000 MW wird dem Anspruch Deutschlands an den Ausbau erneuerbarer Energien gerecht und ist als Signal uneingeschränkt zu begrüßen.

- 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?

- 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?

Antwort zu 4)

Aus der Sicht der Installateure sollte es einen Degressionstermin pro Jahr geben, um Planungssicherheit zu erreichen. Denn die meisten Planungen dauern wesentlich länger als beispielsweise ein viertel Jahr. Vorzugsweise sollte sich dieser Termin nicht im Winter befinden, sondern im Sommer (beispielsweise Anfang Juli). Da sich eine „Endrallye“ nicht verhindern lässt, ließe sich der Anfall der Aufträge von den Installateuren in der wetterstabilen Periode abwickeln. Auch die Anforderungen des Arbeitsschutzes sprechen für eine solche Lösung.

Folgt man dem nicht, sollte es bei einer Aufteilung der Degressionsschritte auf keinen Fall zu mehr als zwei Degressionsterminen kommen (1. Januar und 1. Juli). Bei großen Anlagen, insbesondere Freiflächenanlagen aber selbst bei kleineren durch Verbraucher errichteten Dachanlagen, kann die Planungsphase bis zum Netzanschluss aber auch ein halbes Jahr überschreiten, sodass bei unterjährigen Degressionsterminen immer Planungsunsicherheit einträte. Für Verbraucher gilt dies, weil die Entscheidungsfindung nicht immer professionell betriebswirtschaftlich getroffen wird, sondern auch eine durch Beratung begleitete Findungsphase beinhaltet.

Es ist also ein Jahrestermin zu bevorzugen, maximal kann ein Halbjahrestermin verarbeitet werden.

- 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?

Antwort zu 5)

Nach Auskunft der Praktiker kommt es in der Tat derzeit zu einer vorgezogenen „Endrallye“. Dieser Zusatzeffekt würde nach dem derzeit geltenden Modus in die Hochrechnung einbezogen und so den Hochrechnungswert nach oben verfälschen, was zu einer stärkeren flexiblen Degression führen würde.

Der Beobachtungszeitraum sollte daher nach dem Termin für die geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben. Ohnehin ist es Sicht der Installateure empfehlenswert einen Termin im Jahr beizubehalten, um den Markt nicht mehrmals im Jahr in Unruhe zu versetzen.

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

Antwort zu 4)

Nach Auskunft der Praktiker kommt es in der Tat derzeit zu einer vorgezogenen „Endrallye“. Dieser Zusatzeffekt würde nach dem derzeit geltenden Modus in die Hochrechnung einbezogen und so den Hochrechnungswert nach oben verfälschen, was zu einer stärkeren flexiblen Degression führen würde.

Der Beobachtungszeitraum sollte daher nach dem Termin für die geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben. Ohnehin ist es Sicht der Installateure empfehlenswert einen Termin im Jahr beizubehalten, um den Markt nicht mehrmals im Jahr in Unruhe zu versetzen.

- 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?
- 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?**

Antwort zu 6)

Aus der Sicht der Installateure sollte es einen Degressionstermin pro Jahr geben, um Planungssicherheit zu erreichen. Denn die meisten Planungen dauern wesentlich länger als ein viertel Jahr.

Vorzugsweise sollte sich dieser Termin nicht im Winter befinden, sondern im Sommer (beispielsweise Anfang Juli). Da sich eine „Endrallye“ nicht verhindern lässt, ließe sich der Anfall der Aufträge von den Installateuren in der wetterstabilen Periode abwickeln. Auch die Anforderungen des Arbeitsschutzes sprechen für eine solche Lösung.

Folgt man dem nicht, sollte es bei einer Aufteilung der Degressionsschritte auf keinen Fall zu mehr als zwei Degressionsterminen kommen (1. Januar und 1. Juli). Bei großen Anlagen, insbesondere Freiflächenanlagen aber selbst bei kleineren durch Verbraucher errichteten Dachanlagen, kann die Planungsphase bis zum Netzanschluss aber auch ein halbes Jahr überschreiten, sodass bei unterjährigen Degressionsterminen immer Planungsunsicherheit einträte. Für Verbraucher gilt dies, weil die Entscheidungsfindung nicht immer professionell betriebswirtschaftlich getroffen wird, sondern auch eine durch Beratung begleitete Findungsphase beinhaltet.

Es ist also ein Jahrestermin zu bevorzugen, weil so Planungssicherheit erreicht wird, maximal könnte ein Halbjahrestermin verarbeitet werden.

- 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?**

Antwort zu 7)

Eine derartig lange Gewährleistungsfrist ist entschieden abzulehnen.

Eine Gewährleistung von 20 Jahren wäre gegenüber den Endkunden rechtssystematisch von den Installateuren, insbesondere auch von den handwerklich mittelständischen Installateuren zu tragen. Sie würde neben

der Gewährleistung für das zugekaufte Material auch die Gewährleistung für die Systemrealisierung beinhalten. Schon heute gibt es am Bau Probleme durch die Gewährleistungsfalle, die durch die Schnittstelle zwischen kaufvertraglicher Lieferbeziehung und werkvertraglicher Funktionsgewährleistung entsteht. Eine Gewährleistung würde tiefe Eingriffe in das BGB notwendig machen, damit die Regresskette für das Handwerk erhalten bleibt. Auch wenn dies gelingen sollte steht zu befürchten, dass das Gewährleistungsrisiko nach 20 Jahren auf den Schultern des letzten in der Leistungsketten lastet, weil sich nach so langer Zeit nicht mehr feststellen lässt, ob ein Materialfehler oder ein Installationsfehler vorgelegen hat.

Gewährleistungen müssen zudem in den Systempreis einkalkuliert werden. Längere Gewährleistungszeiten verteuern damit das Photovoltaiksystem. Überlange Gewährleistungsfristen sind zudem für die Installateure nicht mehr kalkulierbar. Sie müssten zu ganz erheblichen Risikoaufschlägen führen.

Der Kunde kann bereits heute aufgrund eigener Entscheidung mehr Sicherheit zukaufen, indem er auf Produkte mit vertraglichen Garantiezusagen setzt. Dieses Instrument lässt den Endkunden die Wahl und zwingt ihnen nicht die höheren Risikoaufschläge auf.

Gleiches gilt für nationale Alleingänge zur Implementierung von Zertifizierungen. In Deutschland gibt es einen äußerst hohen Qualifikationsstand, der im Handwerk durch das Ausbildungssystem und die Meisterqualifikation sicher gestellt wird. Zusätzliche Zertifizierungen sind aus der Sicht des Handwerks überflüssig und verteuern lediglich die Systemerstellung.

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?

Antwort zu 2)

Aus der Sicht der Anlagengerichter sollte es einen Degressionstermin pro Jahr geben, um Planungssicherheit zu erreichen.

Vorzugsweise sollte sich dieser Termin nicht im Winter befinden, sondern im Sommer (beispielsweise Anfang Juli). Da sich eine „Endrallye“ nicht verhindern lässt, ließe sich der Anfall der Aufträge von den Installateuren in der wetterstabilen Periode abwickeln. Auch die Anforderungen des Arbeitsschutzes sprechen für eine solche Lösung.

Folgt man dem nicht, sollte es bei einer Aufteilung der Degressionsschritte auf keinen Fall zu mehr als zwei Degressionsterminen kommen (1. Januar und 1. Juli). Bei großen Anlagen, insbesondere Freiflächenanlagen aber selbst bei kleineren durch Verbraucher errichteten Dachanlagen, kann die Planungsphase bis zum Netzanschluss aber auch ein halbes Jahr überschreiten, sodass bei unterjährigen Degressionsterminen immer Planungsunsicherheit einträte. Für Verbraucher gilt dies, weil die Entscheidungsfindung nicht immer professionell betriebswirtschaftlich getroffen wird, sondern auch eine durch Beratung begleitete Findungsphase beinhaltet.

Es ist also ein Jahrestermin zu bevorzugen, weil so Planungssicherheit erreicht wird, maximal könnte ein Halbjahrestermin verarbeitet werden.

Grundsätzlich stellt der insgesamt weit gespreizte Korridor des sogenannten „atmenden Deckels“ ein Risiko für die Installateure dar. Derzeit werden Anlagen, um Planungssicherheit für den Kunden zu gewährleisten, oft nach folgendem Modell angeboten: Der Installateur garantiert die Fertigstellung bis zum 31.12. des laufenden Jahres, anderenfalls trägt er die berechneten Mindereinnahmen, die durch eine Degression entstehen. Er partizipiert nicht an einer denkbaren steigenden Vergütung wegen Unterschreitung des Zielkorridors.

Der Markt verlangt nach diesen Sicherheiten. Letztlich müssen die Kosten solcher Garantien jedoch eingepreist werden. Grundsätzlich ist es also denkbar, dass durch eine ungewisse Degressionshöhe vergrößerte Risiken zu steigenden Kosten führen, weil diese Risiken auf alle Projekte umgelegt werden.

Die derzeit mögliche zusätzliche Degression des ausgeweiteten „atmenden Deckels“ bietet zudem ein zusätzliches hohes Risiko, wenn Sie bereits für das Jahr 2010 vorbehaltlos eingeführt wird. Der Markt konnte sich nicht auf dieses Instrument einstellen, es gibt also noch keinen lernenden Mechanismus. Da vollkommen unklar ist, wie sich der Markt im angestrebte Beobachtungszeitraum entwickeln wird, könnte durch die möglicherweise große zusätzliche Degression des „atmenden Deckels“ kurz nach der zusätzlichen Degression zum 1. Juli kumuliert zu einem Abwürgen des Marktes führen. Die derzeit vorgesehene zusätzliche Degression wird schließlich nicht auf den „atmenden Deckel“ angerechnet.

Außerdem kommt es nach Auskunft der Praktiker derzeit zu einer vorgezogenen „Endrallye“. Dieser Zusatzeffekt würde nach dem derzeit geltenden Modus in die Hochrechnung einbezogen und so den Hochrechnungswert nach oben verfälschen, was zu einer stärkeren flexiblen Degression führen würde.

Der Beobachtungszeitraum sollte daher nach dem Termin für die geplante zusätzliche Degression beginnen, um die derzeitige, das Bild verfälschende „Endrallye“ nicht einzubeziehen. Vorausgesetzt der zum 1. Juli geplante zusätzliche Degressionsschritt bleibt moderat, kann es beim Jahresende als Degressionstermin bleiben. Ohnehin ist es aus Sicht der Installateure

empfehlenswert einen Termin im Jahr beizubehalten, um den Markt nicht mehrmals im Jahr in Unruhe zu versetzen.

Die Höhe der marktabhängigen Degressionsschritte sollte generell 1,5-2 % nicht überschreiten. Größere Degressionstufen sollten der individuellen Marktbeobachtung vorbehalten bleiben, um auf unvorhergesehene Entwicklungen reagieren zu können.

Die neue Zielmarke von 3000 MW wird dem Anspruch Deutschlands an den Ausbau erneuerbarer Energien gerecht und ist als Signal uneingeschränkt zu begrüßen.

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?
- 2) Gibt es bei Ackerflächen Besonderheiten bei der Integration in die Netzinfrastruktur?
- 3) Ist die Nutzung von Randstreifen an Autobahnen und Schienenwegen eine sinnvolle und verkehrstechnisch tragfähige Alternative zu Ackerflächen?
- 4) Bitte bewerten Sie durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen genutzte Flächen aus naturschutzfachlicher Sicht.

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

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

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

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

Übergangsregelung

Fragen der Fraktion der CDU/CSU

- 1) Wie verlaufen heute üblicherweise kommunale Genehmigungsverfahren von Freiflächen-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?
- 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?
- 4) Halten Sie die zur Debatte stehenden Übergangsregelungen für Photovoltaik-Dachanlagen im Sinne des Vertrauensschutzes gegenüber potentiellen Anlagenbetreibern für angemessen?

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?
- 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?

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?

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

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

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?

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

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

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?**

Antwort zu 1)

Fest zu halten ist, dass auch der Vergütungssatz für den Eigenverbrauch in absoluten Zahlen betrachtet sinkt und zwar von derzeit 42,76 ct/kWh auf dann 40,88 ct/kWh bezogen auf Dachanlagen bis 30 kW. Außerdem ist mit der Anwendung der regelmäßigen sowie der marktabhängigen Degression auf die Eigenverbrauchsvergütung ein der Einspeisevergütung entsprechendes Korrektiv eingeführt.

Das Gesetz bewirkt für Anlagen bis 30 kW lediglich eine größere und festgeschriebene Spreizung im Verhältnis zur Einspeisevergütung von 8 ct/kWh gemessen an dem zugrunde gelegten Bezugspreis von 20 ct/kWh. Da jedoch beide Vergütungen nach den Plänen der Gesetzesänderung unter der bisherigen Vergütung liegen ist eine Ausweitung des Fördervolumens für diese Anlagen nicht zu erwarten. Allenfalls steht zu erwarten, dass das relative Absinken der Eigenverbrauchsvergütung im Verhältnis zur Einspeisevergütung geringer ausfällt.

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

Antwort zu 2)

Im Bereich bis 30 kW wird unserer Auffassung nach durch das geplante System kein Anreiz geschaffen zusätzliche PV-Anlagen zu errichten. Die größere Spreizung bewirkt sehr wohl aber einen größeren Anreiz zu mehr Eigenverbrauch. Dies ist aus unserer Sicht auch gewünscht, um die dezentrale Energieversorgung zu fördern.

Für Anlagen über 30 kW bis 800 kW kann allerdings durchaus ein zusätzlicher Anreiz entstehen eine Anlage zu errichten, weil hier erstmals die Vorteile des Eigenverbrauches neu entstehen. Dies ist jedoch zur Stärkung der dezentralen Energieversorgung ebenfalls wünschenswert.

- 3) Führt die vorgeschlagene Förderung des Eigenverbrauchs zu einer Entlastung bei den Kosten für die Netzintegration des Photovoltaikstroms?**
- 4) Entstehen durch die Regelungen zum Eigenverbrauch Anreize für Innovationen und Investitionen im Bereich der Speichertechnologie?**

Antwort zu 4)

Die Nachfrage nach Speichertechnologien wird aufgrund der größeren Spreizung prinzipiell steigen.

Jedoch planen Installateure zumindest im Bereich von Anlagen bis zu 30 kW keine teure Speichertechnologie, weil es an breit eingeführter Technologie fehlt und weil sich die Investitionskosten für besondere Lösungen derzeit nicht lohnen. Für Aussagen zu größere Anlagen fehlt es uns derzeit an Erfahrung. Allerdings halten wir die Ausweitung der Eigenverbrauchsregelung auf diesen Bereich für richtig, weil er die dezentrale Energieversorgung unterstützt.

Fragen der Fraktion der SPD

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

Antwort zu 1)

Die Nachfrage nach Speichertechnologien wird aufgrund der größeren Spreizung prinzipiell steigen.

Jedoch planen Installateure derzeit zumindest im Bereich von Anlagen bis zu 30 kW keine teure Speichertechnologie, weil es an breit eingeführter Technologie fehlt und weil sich die Investitionskosten für besondere Lösungen nicht lohnen.

Auch Automationslösungen erscheinen rein unter dem Aspekt der Stärkung des Eigenverbrauchs derzeit oft noch als zu teuer. Insbesondere im Bestand reicht derzeit der rein monetäre Anreiz über die Eigenverbrauchsvergütung oft nicht aus, weil dazu der aufwändige Einbau von Automatisierungstechnik notwendig ist.

Mittelfristig ist jedoch mit der Markteinführung günstiger Automationstechnik zu rechnen. Diese ließe sich dann zu geringen Kosten und insbesondere ohne größere Umbaumaßnahmen nachrüsten. Es steht zu erwarten, dass die Laststeuerung dann den Eigenverbrauchsanteil so weit erhöht, dass sich die Aufrüstung gegenüber herkömmlicher Installationstechnik lohnt.

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

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?**

Antwort zu 1)

Fest zu halten ist, dass auch der Vergütungssatz für den Eigenverbrauch in absoluten Zahlen betrachtet sinkt und zwar von derzeit 42,76 ct/kWh auf dann 40,88 ct/kWh bezogen auf Dachanlagen bis 30 kW. Außerdem ist mit der Anwendung der regelmäßigen sowie der marktabhängigen Degression auf die Eigenverbrauchsvergütung ein der Einspeisevergütung entsprechendes Korrektiv eingeführt.

Das Gesetz bewirkt für Anlagen bis 30 kW lediglich eine größere und festgeschriebene Spreizung im Verhältnis zur Einspeisevergütung von 8 ct/kWh gemessen an dem zugrunde gelegten Bezugspreis von 20 ct/kWh. Da jedoch beide Vergütungen nach den Plänen der Gesetzesänderung unter der bisherigen Vergütung liegen ist eine Ausweitung des Fördervolumens für diese Anlagen nicht zu erwarten. Allenfalls steht zu erwarten, dass das relative Absinken der Eigenverbrauchsvergütung im Verhältnis zur Einspeisevergütung geringer ausfällt.

- 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?**
- 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?**
- 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?**
- 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?**

- 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?

Antwort zu 4) und 5) und 6)

Grundsätzlich ist der Einsatz von lastoptimierender Technologie zu befürworten.

Ein Netzentlastungsbonus sollte jedoch die Eigenverbrauchsregelung nicht ersetzen. Die Vorzüge der Eigenverbrauchsregelung lassen sich auch von Besitzern kleinerer Anlagen derzeit technisch leicht realisieren. Ein „Netzentlastungsbonus“ ließe sich nur mit großen zusätzlichen Investitionen erreichen. Dafür müsste ein zusätzliches Anreizsystem geschaffen werden, dass solche Investitionen rechtfertigt.

Derzeit stellen die beratenden Handwerksunternehmen auch noch kein Bewusstsein beim Kunden für solche Lösungen fest. Die Akzeptanz der Kunden könnte jedoch sicher durch einen entsprechenden Anreiz geschaffen werden.

Allerdings ist derzeit die nötige Technologie noch nicht breit eingeführt und daher zu akzeptablen Preisen nicht umsetzbar. Als Preistreiber fungiert nicht nur die Technologie, sondern auch der Raum den solche Lösungen beanspruchen. Individuelle Lösungen sind denkbar, aber zu teuer und zu risikoreich für das Handwerk.

- 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?

Antwort zu 7)

Das System des Eigenverbrauchs ist ein zusätzliches Argument das Gebäude intelligent zu machen, indem man seinen Verbrauch auf die Netzsituation oder die Situation der lokal erzeugten erneuerbaren Energien abstimmt.

Qualitativ lässt sich der Nutzen bereits beschreiben. Aus der Sicht des Handwerks lohnt es sich diese Potentiale quantitativ besser und abgesichert zu erfassen. Die Bundesregierung sollte ihre Anstrengungen diesbezüglich erhöhen. Das abschätzbare Potential von 20 - 50 % Primärenergieersparnis ist es wert, diese Frage zu verfolgen. Denn wenn die nationale Energiestrategie weiterhin die erneuerbaren Energien zu einem wesentlichen Pfeiler erklärt, wird der Anteil volatiler Energien im Netz weiter steigen.

- 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?

Antwort zu 8)

Ein solcher Vorstoß ist nicht sinnvoll. Möchte man den Markt für Speichertechnologien und Automation im Gebäude für ein besseres Verbrauchsmanagement befördern, so müssen auch diese Technologien Investitionssicherheit bekommen.

Die Strategie der Sicherheit für die Stromvergütung sollte auch insgesamt nicht aufgegeben werden. Die damit einhergehende Investitionssicherheit hat in der Vergangenheit Investoren dazu ermutigt, gerade auch kleine Anlagen zu errichten, darunter viele Verbraucher, die mit der Photovoltaik den Nutzen dezentraler Energieversorgung erfahren.

Fragen der Fraktion DIE LINKE.

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

Antwort zu 1)

Fest zu halten ist, dass auch der Vergütungssatz für den Eigenverbrauch in absoluten Zahlen betrachtet sinkt und zwar von derzeit 42,76 ct/kWh auf dann 40,88 ct/kWh bezogen auf Dachanlagen bis 30 kW. Außerdem ist mit der Anwendung der regelmäßigen sowie der marktabhängigen Degression auf die Eigenverbrauchsvergütung ein der Einspeisevergütung entsprechendes Korrektiv eingeführt.

Die jetzt vorgesehene Spreizung zur Einspeisevergütung in Höhe von netto 8 ct/kWh bewirkt jedoch durchaus einen Anreiz Eigenverbrauch in der Anlage zu realisieren.

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?

Antwort zu 1)

Fest zu halten ist, dass auch der Vergütungssatz für den Eigenverbrauch in absoluten Zahlen betrachtet sinkt und zwar von derzeit 42,76 ct/kWh auf dann 40,88 ct/kWh bezogen auf Dachanlagen bis 30 kW. Außerdem ist mit der Anwendung der regelmäßigen sowie der marktabhängigen Degression auf die Eigenverbrauchsvergütung ein der Einspeisevergütung entsprechendes Korrektiv eingeführt. damit ist eine Überförderung nicht zu erwarten.

Die jetzt vorgesehene Spreizung zur Einspeisevergütung in Höhe von netto 8 ct/kWh bewirkt jedoch durchaus einen Anreiz Eigenverbrauch in der Anlage zu realisieren.

- 2) Halten Sie den zugrunde liegenden Berechnungsmodus für die Eigenverbrauchsvergütung für stimmig, oder wo müsste hier nachkorrigiert werden?
- 3) Wie sollte die Eigenverbrauchsregelung gestaltet werden, damit der Stromverbrauch des PV-Stromerzeugers so angereizt werden kann, dass Lastspitzen im Netz verringert werden?