

Grau, Thilo

Article

Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Grau, Thilo (2012) : Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen, DIW Wochenbericht, ISSN 0012-1304, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 79, Iss. 12, pp. 11-16

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/58094>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen

Von Thilo Grau

Einspeisevergütungen haben sich als wirksames Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien erwiesen. Aufgrund der dynamischen Preisentwicklung der Photovoltaik wurden wiederholt mehr Anlagen installiert, als zunächst als politisches Ziel formuliert worden war. Deswegen wurde die Solarstromförderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mehrfach angepasst. Auf Grundlage der Erfahrungen mit diesen Anpassungen hat das DIW Berlin analysiert, wie mit Einspeisevergütungen auch spezifische Installationsziele erreicht werden können. Für Photovoltaikanlagen bis 30 kW zeigt eine Modellanalyse, dass eine zweimonatliche Anpassung der Vergütungssätze für Neuanlagen in Abhängigkeit vom Installationsvolumen eine effektivere Zielerreichung als der bisherige halbjährliche Mechanismus ermöglicht.

Einspeisevergütungen wurden inzwischen in über 60 Ländern eingeführt, da sie sich als effektives Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien erwiesen haben.¹ Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland garantiert technologiespezifische Vergütungen für die Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Bis 2020 soll damit ein Anteil an der Stromversorgung von mindestens 35 Prozent erreicht werden. Gleichzeitig sieht der Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesregierung vor, bis 2020 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 52 Gigawatt (GW) in Deutschland zu installieren.² Dies entspricht einem jährlichen Ausbau von rund 3,5 GW ab 2011.

Das EEG wurde in Deutschland im Jahr 2000 – als Nachfolger des Stromeinspeisungsgesetzes von 1990 – eingeführt. Es regelt die Vergütung der Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Die Vergütung ist nach Energiequellen (Sonnenenergie, Windenergie und so weiter) differenziert und garantiert einen festen Preis für die Stromeinspeisung für einen Zeitraum von in der Regel 20 Jahren. Die Höhe der jeweiligen Vergütungssätze wird durch jährliche Degressionsraten reduziert und alle vier beziehungsweise drei Jahre überprüft, um erneuerbare Energien langfristig zur Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Stromerzeugungstechnologien zu führen.

Die Förderung der Photovoltaik spielte im Rahmen des EEG aufgrund der hohen Kosten von Anfang an eine Sonderrolle mit zunächst sehr hohen Vergütungssätzen, aber auch mit einer hohen jährlichen Degression.³

¹ REN21 (2011): Renewables 2011 Global Status Report. Paris.

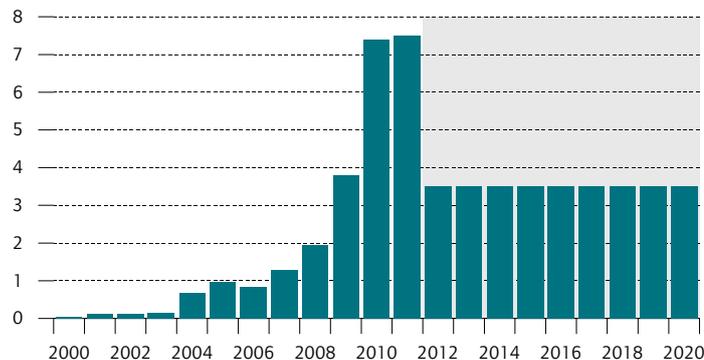
² Bundesrepublik Deutschland (August 2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

³ Die erste Einspeisevergütung für Solarstrom im Jahr 2000 betrug 0,99 DM/kWh (etwa 51 Cent/kWh) und die jährliche Degression wurde ursprünglich auf fünf Prozent festgesetzt. Seit 2004 wurden die Vergütungssätze gemäß Systemkapazität und Installationstyp (Dach-, Fassaden- und Freiflächenanlagen) zwischen 46 Cent und 62 Cent/kWh festgelegt. Die jährliche Degressionsrate für Freiflächenanlagen wurde ab 2006 auf 6,5 Prozent erhöht.

Abbildung 1

Jährliche Installationen von Photovoltaikanlagen in Deutschland 2000 bis 2011 und Ziele bis 2020

In GW



Quellen: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. 2011; Bundesrepublik Deutschland: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. August 2010; Bundesnetzagentur 2012 (Schätzung für 2011).

© DIW Berlin 2012

Der geplante jährliche Zubau von Photovoltaikanlagen wurde im Jahr 2011 erneut erheblich übertroffen.

Unerwartet starke Preissenkungen stellen Politik vor neue Herausforderung

Der geplante jährliche Ausbau der Photovoltaik wurde in den letzten Jahren stets übertroffen, sodass sich Deutschland zum größten Photovoltaikmarkt der Welt entwickelt hat (mit 44 Prozent der weltweit bis 2010 installierten Leistung). Dies stellt eine Herausforderung dar, da die höhere Solarstromerzeugung über die EEG-Umlage die Stromkosten der Stromverbraucher erhöht. Daher wurde im EEG 2009 ein automatischer Anpassungsmechanismus auf Basis von Installationskorridoren eingeführt, um die Vergütungssätze für Solarstrom an das Ausbautempo anzupassen. Die Vergütungsregelungen wurden darüber hinaus 2010 und 2011 angepasst. Dennoch wurde der geplante Ausbau im Jahr 2011 mit etwa 7,5 GW erneut erheblich überschritten (Abbildung 1).

Der Grund für den unerwartet starken Ausbau ist, dass die Systempreise für Photovoltaikanlagen schneller als erwartet gefallen sind. Eine große Herausforderung bei der Gestaltung des EEG besteht folglich darin, die Einspeisevergütungen für Photovoltaik derart anzupassen, dass der geplante jährliche Zubau eingehalten wird. Außerdem sollen Überförderungen und kurzfristige Marktschwankungen aufgrund von Vorzieheffekten vermieden werden.

Die durchschnittlichen Endkundenpreise für fertig installierte Dachanlagen (mit einer Leistung bis 100 kW) sind innerhalb von fünf Jahren um 57 Prozent gefallen, am stärksten in den letzten drei Jahren.⁴

Dieser Dynamik muss bei der Festlegung geeigneter Einspeisevergütungen Rechnung getragen werden: Denn liegt die Degressionsrate über dem Innovationspotenzial der Industrie, können die Einspeisetarife zu gering für einen wirtschaftlichen Ausbau der Technologie werden. Wird die Degressionsrate jedoch zu niedrig festgelegt, kommt es zu Überförderungen, der Ausbau nimmt so schnell zu, dass er höhere Gesamtkosten für die Stromverbraucher verursacht.

Solarstromvergütungen mussten häufig angepasst werden

Als Reaktion auf die unerwartet starken Preissenkungen wurden die Vergütungssätze für Solarstrom seit 2008 mit mehreren Gesetzesinitiativen kurzfristig angepasst.

Revision 1: EEG 2009

Das EEG wurde im Oktober 2008 planmäßig novelliert. Mit diesem EEG 2009 wurde ein „atmender Deckel“ für neue Solarstromanlagen eingeführt (jährlicher Zielkorridor 2009: 1 bis 1,5 GW), um die Vergütungssätze an den jährlichen Ausbau anzupassen. Die jährliche Basisdegression wurde für Dachanlagen bis 100 kW auf acht Prozent und für andere Anlagen auf zehn Prozent erhöht. Zusätzlich sollte die Degression bei Über- beziehungsweise Unterschreitung des Zielkorridors um ein Prozent erhöht beziehungsweise gesenkt werden.

Die starke Senkung der Systempreise für Photovoltaikanlagen um 26 Prozent im Jahr 2009 hat zu einem Ausbau um insgesamt 3,8 GW geführt. Es wurde deutlich, dass die flexible Anpassung der Degression zu schwach war. Weiterhin hat sich gezeigt, dass ein jährlicher Anpassungsmechanismus zu einem beträchtlichen Endsput zum Jahresende führen kann.

Revision 2: Änderung des EEG vom August 2010

Aufgrund des starken Zubaus Ende 2009 wurden im Jahr 2010 zusätzliche Reduktionen der Vergütungssätze um acht bis 13 Prozent zum 1. Juli beziehungsweise um drei Prozent zum 1. Oktober implementiert. Diese

⁴ Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) (2012): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik) 2012. Vgl. auch Abbildung 1 in Diekmann, J., Kemfert, C. und Neuhoﬀ, K.: "Solarförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll", DIW-Wochenbericht 12/2012 (in diesem Heft)

kurzfristigen Reaktionen hatten sich bei den politischen Verhandlungen um mehrere Monate verzögert.

Es wurde ein neues Degressionsssystem mit einem Korridor für das jährliche Wachstum von 2,5 bis 3,5 GW festgelegt. Die Degressionsrate von neun Prozent sollte in Abhängigkeit vom Ausbautempo um bis zu vier Prozent erhöht werden. Nach dem starken Ausbau 2010 von 7,4 GW sanken die Vergütungssätze dementsprechend zum 1. Januar 2011 um 13 Prozent.

Revision 3: Änderung des EEG vom April 2011

Mit der Änderung des EEG vom April 2011 wurde ein Mechanismus eingeführt, der in Abhängigkeit vom Ausbautempo folgende halbjährliche Anpassungen vorsah:⁵

- zum 1. Juli 2011 um bis zu 15 Prozent.⁶
- zum 1. Januar 2012 zusätzlich zur Basisdegression von neun Prozent eine weitere Anpassung zwischen -7,5 Prozent und 15 Prozent.⁷

Der 2011 eingeführte neue Mechanismus bewirkte allerdings keine Degressionen im Juli und September 2011 (da weniger als 875 MW im Zeitraum März bis Mai 2011 installiert wurden) und eine 15-prozentige Degression im Januar 2012 (da 5,2 GW zwischen Oktober 2010 und September 2011 installiert wurden).

Revision 4: EEG 2012

Nach dem im Juni 2011 vom Bundestag beschlossenen EEG 2012 wird die bisherige Degressionsregelung für Solarstrom fortgeführt. Nach der Senkung um 15 Prozent zum 1. Januar 2012 ergäbe sich danach im Juli 2012 eine weitere Senkung um bis zu 15 Prozent.

Revision 5: Aktueller Gesetzentwurf

Laut Bundesnetzagentur wurde im Dezember 2011 ein neuer monatlicher Ausbaurekord von drei GW in Deutschland erreicht, sodass sich für 2011 ein Zuwachs um 7,5 GW ergab. Dieser starke Ausbau hat die Forderungen nach weiteren Anpassungen der Vergütung verstärkt. Am 23. Februar 2012 haben sich der Bundesumwelt- und der Bundeswirtschaftsminister auf Eckpunk-

te⁸ zur Förderung von Solarstrom geeinigt, die unter anderem eine kurzfristige Einmalabsenkung der Vergütungssätze, eine monatliche Degression und ein sogenanntes Marktintegrationsmodell umfassen. Ein Gesetzentwurf der Koalitionsfraktionen wird derzeit im Bundestag beraten.⁹

Der Markt reagiert stark auf Änderungen der Vergütungssätze und Systempreise

Um das Monitoring der Marktentwicklung zu verbessern, müssen neue Photovoltaikanlagen seit Januar 2009 bei der Bundesnetzagentur registriert werden. Obwohl die einzelnen Anpassungen der EEG-Vergütung für Neuanlagen sehr unterschiedlich ausgefallen sind, hat der Markt in allen Fällen ähnlich reagiert. In den Wochen vor einer Reduktion der Vergütungssätze stiegen die Installationen immer an, da die Anlagenbetreiber noch von den höheren Vergütungen profitieren wollten (Abbildung 2).

Diese charakteristischen Nachfragespitzen können in allen relevanten Größenkategorien beobachtet werden (Abbildung 3). Allerdings variiert die Stärke der Marktreaktionen zwischen diesen Kategorien. Vergleicht man das Ausbautempo von Klein- und Großanlagen in der letzten Woche vor einer Vergütungsreduktion mit den kumulativen Installationen innerhalb der gesamten Periode gleicher Vergütungssätze, stellt man fest, dass Großprojekte stärker auf Veränderung der Vergütungssätze reagieren.

Mit einem einfachen Modell (siehe Kasten) kann die Dynamik auf den Photovoltaikmärkten abgebildet werden. Es zeigt sich eine enge Übereinstimmung der beobachteten und simulierten wöchentlichen Installationszahlen am Beispiel der Kategorie Kleinanlagen bis 30 kW (Abbildung 4).

Das Modell bestätigt, dass der Photovoltaikausbau sehr schnell auf fallende Systempreise und Änderungen der Vergütungssätze reagiert. Dies gilt insbesondere für Kleinanlagen, die eine Planungs- und Bauzeit von durchschnittlich sechs Wochen haben. Die erhöhte Profitabilität erklärt den unerwartet starken Ausbau.

Die oft diskutierten Nachfragespitzen entstehen, weil vor einer Vergütungsanpassung diejenigen Projekte vorzeitig fertiggestellt werden, die andernfalls in wenigen Wochen nach der Anpassung fertig gestellt würden.

⁵ Im Jahr 2011 gab es verschiedene Ideen für neue Anpassungsmechanismen der Solarstromförderung von mehreren Parteien, allerdings wurde keine Studie zur Unterstützung der Auswahl erstellt.

⁶ Für Freiflächenanlagen zum 1. September 2011.

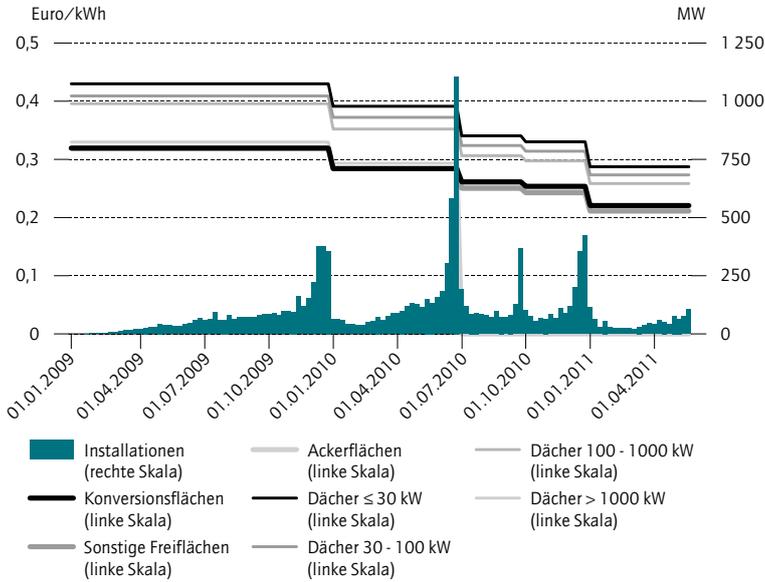
⁷ Die mögliche jährliche Degressionsrate könnte also zwischen 1,5 Prozent und 24 Prozent liegen. Bei der Bestimmung der neuen Degressionsrate zum 1. Januar 2012 würde die vorgezogene „zwischenzeitliche“ Degression vom 1. Juli 2011 entsprechend berücksichtigt werden.

⁸ Bundeswirtschaftsministerium/Bundesumweltministerium (2012): Ergebnispapier EU-Effizienzrichtlinie und Erneuerbare-Energien-Gesetz, 23.2.2012.

⁹ Zur Diskussion der vorgesehenen EEG-Änderungen vgl. Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoff, K. (2012), a.a.O.

Abbildung 2

Einspeisevergütungen für Solarstrom und wöchentliche neu installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland, Januar 2009 bis Mai 2011



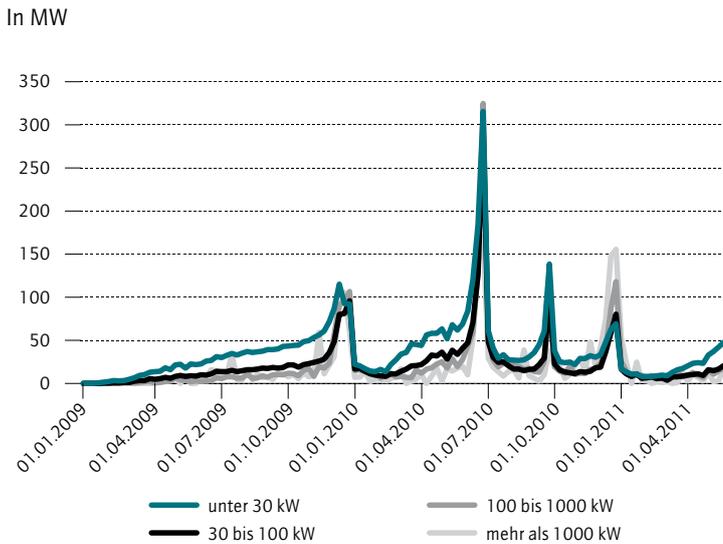
Quellen: EEG; Bundesnetzagentur; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Vor Vergütungsanpassungen stiegen die Installationen von Photovoltaikanlagen immer steil an.

Abbildung 3

Wöchentliche Installationen von Photovoltaikanlagen nach Größenkategorien, Januar 2009 bis Mai 2011



Quellen: Bundesnetzagentur; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Großprojekte reagieren stärker auf Vergütungsanpassungen.

Die Mehrheit der Anlagen wird bereits in den Wochen vor einer Nachfragespitze neu installiert – die Installationen steigen schon mehr als einen Monat im Voraus deutlich an.

Häufigkeit und Flexibilität der Vergütungsanpassungen entscheiden über Entwicklung der Photovoltaik

Während der Diskussionen im Jahr 2011 wurden von politischen Parteien alternative Optionen für die Ausgestaltung der Anpassungsmechanismen vorgeschlagen. Mit dem vorgestellten Modell wurden zwei Vorschläge und die 2011 gültige Regelung näher analysiert (Abbildung 5):

Grünes Design: Im Februar 2011 wurde das folgende Design für die Solarvergütung von den Grünen vorgeschlagen: Aufteilung der vorgezogenen marktabhängigen Vergütungsabsenkung im Jahr 2011 auf vier Termine (statt einmal 15 Prozent viermal bis zu 3,75 Prozent Absenkung zum 1. Mai, 1. Juli, 1. September und 1. November) auf Basis des Ausbaus in zwei Vormonaten (zum Beispiel Februar und März für die Absenkung zum 1. Mai) und Übertragung nicht erfolgter Absenkungen auf Folgetermine.

Rotes Design: Im Dezember 2010 hat die SPD das folgende Design für die Solarvergütung vorgeschlagen: Absenkung alle drei Monate ab April 2011 um 4,5 oder vier Prozent. Die folgende Analyse bezieht sich dabei auf Absenkungen um vier Prozent.

Schwarzes Design: Zum Vergleich der grünen und roten Designs wird der seit 2011 gültige Anpassungsmechanismus im Folgenden als „schwarzes Design“ bezeichnet.

Während das rote Design feste Absenkungen um jeweils vier Prozent beinhaltet, sind die Reduktionen im schwarzen und grünen Design abhängig vom Ausbau in vorherigen Monaten. Vergleichbar mit der ausgebliebenen Degression zum Juli 2011 im schwarzen Design resultiert im grünen Design keine Degression zum Mai und Juli 2011, da in den jeweiligen Anrechnungszeiträumen auf das Jahr umgerechnet weniger als 3,5 GW Solaranlagen installiert wurden. Im grünen Design ergibt die Simulation Degressionsraten zum September 2011, November 2011 und Januar 2012 von 6,75 Prozent, 8,25 Prozent und 0,65 Prozent.

Allerdings ist die künftige Preisentwicklung zum Zeitpunkt der Entscheidungen über den Anpassungsmechanismus nicht bekannt. Daher müssen die Designs unter verschiedenen Szenarien getestet werden. Die Entwick-

lung der Systempreise ist schwierig vorherzusehen, weil der globale Photovoltaikmarkt sehr dynamisch ist.

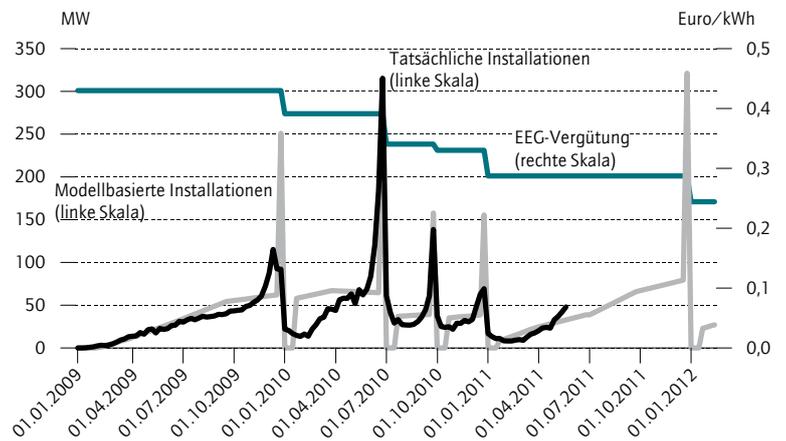
Für die Systempreise in Deutschland ab Juni 2011 sind in den Modellrechnungen folgende Szenarien berücksichtigt worden:

- **Szenario 1:** Im Referenzszenario werden die tatsächlichen Systempreise im dritten und vierten Quartal verwendet (nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft).
- **Szenario 2:** Der Preis sinkt ab Juni 2011 kontinuierlich um jährlich 17 Prozent (Durchschnitt während der letzten drei Jahre).
- **Szenario 3:** Der Preis sinkt ab Juni 2011 um zehn Prozent pro Quartal (maximaler Preisrückgang während eines Quartals von 2009 bis Mitte 2011).

Das schwarze Design führt in allen Preisszenarien zu einer 15-prozentigen Reduktion der Vergütungssätze zum Januar 2012. Für das grüne Design resultieren in

Abbildung 4

Entwicklung tatsächlicher und modellbasierter wöchentlicher Neuinstallationen von kleinen Photovoltaikanlagen (bis 30 kW)



Quellen: EEG; Bundesnetzagentur; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Kasten

Simulationsmodell des Photovoltaikausbaus

Die Auswirkungen einer Vergütungsregelung auf den Ausbau der Photovoltaik kann mit einem einfachen analytischen Modell simuliert werden.¹ Das Modell berücksichtigt dabei nur drei Faktoren, die sich auf die Installationsvolumina auswirken:

- Das Installationsvolumen steigt linear mit der Rentabilität der Projekte, die im Wesentlichen von den Vergütungssätzen und den Systempreisen abhängt.
- Bei gegebener Rentabilität vergrößerte sich das wöchentliche Installationsvolumen in den vergangenen Jahren.
- Vor einer Vergütungsreduktion werden Projekte schneller implementiert, damit sie sich noch für die höheren Einspeisetarife qualifizieren.

Mit dem Modell sind speziell die Auswirkungen bei Kleinanlagen bis 30 kW untersucht worden, die an der Leistung in Deutschland 2009 und 2010 Anteile von 44 Prozent und 35 Prozent hatten.²

¹ Zur detaillierten Modellstruktur und zur Wahl der Parameter vgl. Grau, T. (2012): Responsive Adjustment of Feed-in Tariffs to Dynamic PV Technology Development. Discussion Papers 1189. DIW Berlin.

² Für die Modellrechnungen ab 2011 werden diese Anlagen als repräsentative Kategorie betrachtet und ihr Marktanteil von 2010 als konstant für die Zukunft angenommen.

Ein einfaches Modell ermöglicht die Simulation der Entwicklung von Neuinstallationen.

den Szenarien 1 und 3 höhere Degressionsraten im November 2011 als in Szenario 2. Das rote Design führt zu den geringsten Vergütungssätzen im Jahr 2012 (24,41 Cent/kWh für Anlagen bis 30 kW).

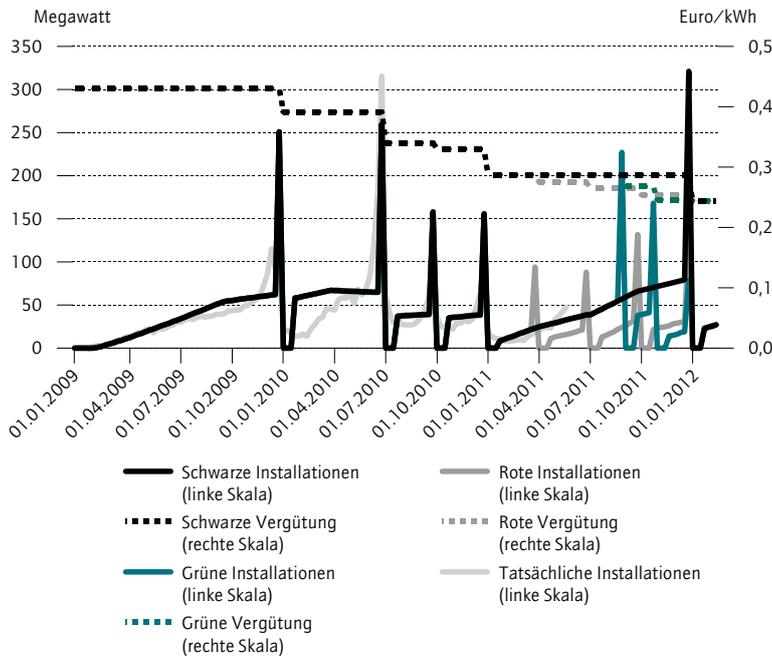
Für den seit 2011 gültigen Anpassungsmechanismus (schwarzes Design) simuliert das Modell in Szenario 1 für 2011 einen Ausbau kleiner Anlagen (bis 30 kW) um 2,5 GW. Unter der Annahme, dass diese Anlagenkategorie (wie 2010) einen Marktanteil von 35 Prozent hat, würde dies einem Gesamtausbau um sieben GW im Jahr 2011 entsprechen. Dies ähnelt dem tatsächlichen Ausbau um 7,5 GW für 2011.

Das schwarze Design ist im Rahmen der Preisszenarien hinsichtlich eines jährlichen Ausbauziels von 3,5 GW am wenigsten treffsicher. Unter den gegebenen Annahmen übersteigt der Ausbau das Ziel um +71 Prozent (Szenario 2) bis +115 Prozent (Szenario 3). Im Vergleich hierzu führt das grüne Design zu geringeren Zielabweichungen von +12 Prozent bis +50 Prozent. In diesem Szenarienrahmen ist das rote Design am treffsichersten. Die Zielabweichung liegt zwischen -26 Prozent (Szenario 2) und +17 Prozent (Szenario 3). Da das rote Design konstante Vergütungsreduktionen beinhaltet, kann der Zielkorridor für den Ausbau jedoch nur dann erreicht werden, wenn die Systempreise um etwa 15 Prozent jährlich fallen. Folglich stellt sich bei solch einer starren Designvariante die Herausforderung, die

Abbildung 5

Einspeisevergütungen und wöchentliche Installationen von Photovoltaikanlagen bis 30 kW

Anpassungsvarianten in Szenario 1



Quelle: Modellrechnung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Mit dem Modell lassen sich verschiedene Anpassungsvorschläge für die Einspeisevergütung miteinander vergleichen und bewerten.

Entwicklung der Anlagenpreise für die Zukunft realistisch vorherzusehen.

Fazit

Angesichts sinkender Preise für Photovoltaikanlagen gab es in den vergangenen Jahren mehrere Anpassungen der Solarstromvergütungen – sowohl innerhalb des vorgesehenen Mechanismus als auch durch Änderungen des EEG. Dennoch hat der Ausbau immer wieder

zugenommen – insbesondere vor den jeweiligen Anpassungsterminen.

Dieses charakteristische Marktverhalten kann auf Basis einfacher Faktoren simuliert werden. Das hier entwickelte Modell erlaubt die Simulation der Entwicklung der Photovoltaikkapazitäten und der Vergütungssätze auf Basis beobachteter Systempreise. Mit dem Modell sind verschiedene Anpassungsoptionen für die Vergütung von Solarstrom in unterschiedlichen Preisszenarien analysiert worden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Rentabilität von Photovoltaikanlagen entscheidend von den Systempreisen und den Vergütungssätzen abhängt. Aufgrund der relativ kurzen Planungs- und Bauzeiten bei Kleinanlagen schlägt sich eine erhöhte Rentabilität schnell in höheren Installationszahlen nieder. Wenn die Vergütungssätze nur in längeren Abständen angepasst werden, kommt es außerdem vor den Änderungsterminen zu starken Vorzieheffekten. Projekte werden dann schneller durchgeführt, damit die Betreiber noch von den höheren Vergütungssätzen profitieren können.

Wenn ein Zielpfad für den Ausbau der Photovoltaik vorgegeben wird, können die Vergütungssätze in Abhängigkeit von der Ausbaugeschwindigkeit gesteuert werden. Da Prognosen der Systempreise sehr unsicher sind, ist ein starrer Mechanismus zur Vergütungsanpassung mit Risiken verbunden. Das vor einigen Jahren im EEG eingeführte System eines „atmenden Deckels“ für die Degression der Solarstromvergütung ist grundsätzlich geeignet, Überförderungen entgegenzuwirken und den Ausbau zu stabilisieren, sofern die vorgesehenen Vergütungsanpassungen in Abhängigkeit vom tatsächlichen Ausbau richtig dosiert sind.

Aufgrund der dynamischen Entwicklung des Photovoltaikmarktes ist darüber hinaus die Anpassungshäufigkeit wichtig. Nach den Simulationsrechnungen für 2011 hätte ein ausbauabhängiges Degressionsmodell mit einer zweimonatlichen Anpassung die Ziele besser erfüllt als der gültige halbjährliche Anpassungsmechanismus. Auch eine monatliche Anpassung in Abhängigkeit vom Ausbau in bestimmten Vormonaten wäre möglich.

Thilo Grau ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Klimapolitik des DIW Berlin | tgrau@diw.de

JEL: O30, O31, Q42, Q48

Keywords: Feed-in tariff, photovoltaic, renewable energy



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
79. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Dr. Martin Gornig
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Georg Weizsäcker, Ph.D.

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Nicole Walter

Redaktion

Renate Bogdanovic
Susanne Marcus
Dr. Richard Ochmann
Dr. Wolf-Peter Schill
Lana Stille

Lektorat

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen
Dr. Jochen Diekmann
Dr. Kristina van Deuverden

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
Susanne Marcus
Tel. +49-30-89789-250
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Stabsabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.