

# Photovoltaik in Deutschland: Zu viel des Guten

*Sven Bode und Helmuth Groscurth*

erschienen in: energiewirtschaftliche Tagesfragen 8/ 2010, S. 20 - 23

*Im letzten Jahr wurden in Deutschland Photovoltaik-Anlagen (PV) mit einer Spitzenleistung von ca. 3,8 GW installiert. Die Koalition hat darauf mit einer Änderung des Förderregimes reagiert. Die Änderungen reichen aber bei weitem nicht aus, um eine sichere und kostengünstige Stromversorgung auf Dauer zu gewährleisten. Ein Cap für den jährlichen PV-Zubau wäre ein vielversprechender Weg.*

Nur extrem risikofreudige Menschen hätten vermutlich Anfang 2009 darauf gewettet, dass der Zubau der PV in Deutschland in 2009 über 3,5 GW betragen würde. Insofern ist auch der Bundesregierung kein Vorwurf zu machen, dass sie nicht rechtzeitig reagiert hätte. Mit der jüngsten Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sollte die Entwicklung in die richtige Bahn gelenkt werden. Der Änderungsentwurf geht davon aus, dass bis 2020 PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 42 GW installiert sein und diese bis 2030 auf ca. 74 GW ausgebaut werden [1].

Der Entwurf macht damit zwei entscheidende Fehler. Erstens ist trotz der jetzt beschlossenen dynamischen Anpassung der Vergütung mit einem dauerhaften und zunehmenden Überschreiten des Zielkorridors zu rechnen. Statt des erwarteten Zubaus von 3 GW in 2010 werden schon dieses Jahr vermutlich 7 bis 10 GW an zusätzlichen PV-Kapazitäten installiert werden. Zweitens führt auch die genannte Marke von 42 GW in 2020 bzw. 74 GW in 2030 zu schweren Verwerfungen im System der Stromerzeugung in Deutschland. Es bleibt unklar, wie der nun eingeschlagene Pflock der PV-Förderung im geplanten Energiekonzept der Bundesregierung berücksichtigt werden kann und wie damit eine sichere und kostengünstige Stromversorgung zukünftig zu garantieren ist. Letzterer Aspekt wird nachfolgend genauer untersucht.

Zwei Dinge seien dabei vorangestellt. Erstens: Das arrhenius Institut unterstützt das Ziel, die Stromversorgung in Deutschland möglichst zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu bestreiten. Es ist aus Sicht der Autoren aber an der Zeit zu sagen, wie sich die 100 % zusammensetzen sollen und wie der Pfad zur Erreichung konkreter Ziele aussehen soll. Zweitens: Die hier geäußerten Bedenken dienen nicht dem Ziel, die Gewinne alter, abgeschriebener Kraftwerke zu sichern. Es geht vielmehr darum, den Aufbau einer neuen, dauerhaft umweltgerechten Stromerzeugung zu möglichst niedrigen Kosten voranzutreiben.

## Die Größenordnung des geplanten PV-Zubaus

75 GW Photovoltaik entsprechen der Leistung von ca. 75 (!) Kernkraftwerken, mehr als 90 typischen Kohlekraftwerksblöcken oder 180 GuD-Blöcken. 75 GW PV erzeugen im Jahr jedoch nur rund 75 TWh Strom, das entspricht etwa 13 % des derzeitigen deutschen Strombedarfs. Konventionelle Kraftwerke gleicher Leistung kosten in der Anschaffung in etwa dasselbe wie die PV-Anlagen, würden jedoch acht-mal mehr Strom erzeugen und somit mehr als 100 % des deutschen Strombedarfs decken.

Photovoltaik hat den entscheidenden Nachteil, dass sie im Winter deutlich geringere Erträge liefert als im Sommer und nachts gar keine (vgl. Abb. 1). Eine einfache Simulation der Last und der PV-Einspeisung zeigt, dass sich die Lastspitze im deutschen Netz, die z. B. an einem typischen Novemberabend auftritt, durch den Ausbau der PV nicht verändert. Folglich muss ein Backup in voller Höhe dieser Lastspitze von 80 GW (plus Reserve) vorgehalten werden. Solange dafür alte Kraftwerke zur Verfügung stehen, mag

die Welt noch in Ordnung sein. Auf Dauer kann das aber nicht funktionieren, denn die Anreize für Investition in neue Anlagen sinken massiv [2].

### **Auswirkungen auf den Strommarkt**

Es ist mittlerweile unbestritten, dass die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien den Preis an der Strombörse senkt [3]. Dies wird als gute Nachricht für die Verbraucher gefeiert. Dabei werden aber zwei Dinge übersehen.

Zum einen finanzieren mindestens die privaten Haushalte, zum Teil auch gewerbliche Stromnutzer, die Mehrkosten der PV gegenüber anderen Arten der Stromerzeugung über die EEG-Umlage. Dies kann man politisch wollen, sollte es dann aber auch nicht verschweigen. Es handelt sich auch nicht länger um „Peanuts“. Die EEG-Kosten für einen durchschnittlichen Haushalt steigen bereits für 2010 von 3 auf 6 € pro Monat und können sich durchaus nochmals verdoppeln.

Zum anderen führen die sinkenden Preise an der Strombörse zu geringeren Erlösen für bestehende und neu zu bauende konventionelle Kraftwerke. Für neuere, bestehende Anlagen führen geringere Erlöse am Strommarkt ggf. dazu, dass sie wirtschaftlich notleidend werden, weil ihre Deckungsbeiträge nicht mehr ausreichen, um die Kapitalkosten zu refinanzieren (stranded investments). Ferner werden die ohnehin geringen Anreize, in neue Kraftwerke zu investieren, die als Backup benötigt werden, weiter verringert: Die PV speist gerade dann am meisten ein (um die Mittagszeit), wenn diese Kraftwerke die Deckungsbeiträge zur Refinanzierung der Investition verdienen würden (vgl. Abb. 2). Die sinkenden Strompreise führen im Übrigen auch zu einer schwierigeren Marktintegration anderer erneuerbarer Technologien (wie sie auch im Koalitionsvertrag angesprochen wird) wie z. B. der Windkraft. Woher also sollen die Kraftwerke für die Winterabende kommen?

### **Aufdopplung auch von erneuerbaren Kapazitäten**

Häufig wird argumentiert, dass für Zeiten in denen die Sonne nicht scheint, andere erneuerbare Energiequellen genutzt werden sollen. An erster Stelle ist dabei die Windenergie zu nennen. Das erscheint aber nur zum Teil sinnvoll. Wenn man die geplanten Kapazitäten der anderen Erneuerbaren aufsummiert, genauer die erwartete Einspeisung in einzelnen Stunden, stellt man schnell fest, dass ohne das Vorhandensein eines Speichers Anlagen für erneuerbare Energien immer häufiger abgeregelt werden müssen.

Es fehlt zudem bisher ein Konzept, welche Anlagen in welcher Reihenfolge heruntergeregelt werden sollen. Sollte das Anlagenalter entscheiden? Die Technologie, z. B. Wind vor PV?

### **Mythos Speicher**

Es wird argumentiert, man könne überschüssigen Strom speichern. Eine Strategie, wie dies realisiert werden soll und welche Kosten dabei anfallen, ist noch offen. Kostenangaben basieren regelmäßig auf täglichen Speicherzyklen. Bei saisonalen Speichern, die im Extremfall nur einmal im Jahr be- bzw. entladen werden, sieht die ökonomische Betrachtung anders aus. Auch die Kapazitätsfrage ist noch nicht geklärt. Dazu folgende Gedanken:

Das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal verfügt über eine Leistung von 1 GW. Seine Speicherkapazität reicht jedoch nur für 8 Stunden unter Vollast. Die maximal speicherbare Energiemenge beträgt somit 8 GWh. Insgesamt gibt es in Deutschland derzeit Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von ca. 6 GW.

Unterstellt man näherungsweise eine mittlere Last von 60 GW für den Stromverbrauch in Deutschland, so werden in einer Woche  $60 \times 7 \times 24 = 10\,080$  GWh Energie benötigt. D. h., um eine Woche ohne Wind, ohne PV und ohne konventionelle Kraftwerke zu überstehen, wären 1 260 Pumpspeicherkraftwerke vom Typ Goldisthal nötig. Abgesehen davon, dass es in Deutschland dafür keine Standorte mehr gibt, wären die Kosten für eine kWh astronomisch, da die meisten dieser Anlagen nur in wenigen Stunden im Jahr betrieben würden.

Ein Elektro-Smart oder E-Mini mit einer Reichweite von 200 km und einem Verbrauch von 20 kWh (das entspricht 2 l Benzin) je 100 km, benötigt eine Batterie, die 40 kWh Energie speichern kann. Um ausreichend Strom für Deutschland für nur eine Woche zu speichern, sind demnach 250 Mio. dieser Fahrzeuge erforderlich, wobei diese dann noch keinen Kilometer gefahren sind, sondern nur als Speicher dienen. Nebenbei bemerkt sind in Deutschland derzeit nur 55 Mio. PKW zugelassen.

Bis ein paneuropäisches Netz aufgebaut ist, mit dessen Hilfe in einer solchen Situation große Mengen Strom aus anderen Regionen importiert werden können, ist also ein Backup aus konventionellen Anlagen erforderlich. Dabei kann es sich aus technischen Gründen nicht um Kohle- oder Kernkraftwerke handeln, da diese zu träge sind, den schnellen Lastwechseln zu folgen, die im Verlauf eines Jahres auftreten. Ergo müssen entsprechende Kapazitäten in Form von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen aufgebaut werden. Ob bzw. in welchem Umfang der Aufbau einer Infrastruktur für die Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas notwendig bzw. sinnvoll ist, wenn ein solches paneuropäisches Netz kommen sollte, ist ebenfalls eine unbeantwortete Frage.

### **Das Märchen von der „Grid parity“**

Die PV-Branche behauptet, schon in wenigen Jahren ohne Förderung auskommen zu können, weil der Strom in PV-Anlagen dann billiger produziert werde, als man ihn von den traditionellen Stromversorgern beziehen können. Dieser Punkt wird als „Grid parity“ bezeichnet.

Diese Aussage ist irreführend. Sie gilt nur für die auf die kWh umgelegten Kosten der PV-Anlage unter der Voraussetzung, dass jede kWh, die produziert werden kann, auch genutzt wird. Wie oben gesehen, werden die riesigen Kapazitäten, die im Aufbau sind, dazu führen, dass regelmäßig Anlagen abgeregelt werden müssen, was ihre spezifischen Kosten erhöht. Sollten überschüssige Mengen gespeichert werden, fallen zusätzliche Kosten an.

Zudem unterstellt diese Argumentation, dass in der „schönen neuen PV-Welt“ der Strom aus dem Netz zu den gleichen Bedingungen angeboten wird wie heute. Man versetze sich einmal in die Lage eines Netzbetreibers, der weiterhin jeden Winkel der Republik anschließen soll, aber sehr viel weniger Strom durch sein Netz transportiert. Die logische Konsequenz sind höhere Netzentgelte, entweder für alle Stromverbraucher, was hieße, dass die Allgemeinheit die PV-Anlagenbetreiber an einer weiteren Stelle „subventioniert“, oder nur für die Besitzer von PV-Anlagen. Neben höheren Netznutzungsentgelten wäre auch eine Pauschalzahlung für den Anschluss ans Netz denkbar, z. B. in €/a. Auch diese würden die Kostenrechnung des „Grid parity“-Ansatzes verändern.

Auch wird argumentiert [4], dass die Anlagen verstärkt in Ost-West-Richtung installiert oder der erzeugte Strom lokal gespeichert werden könnten. Beides erhöht zum einen die Kosten für PV-Strom und ist zum anderen, wie oben gezeigt, nur für die nächste Nacht oder allenfalls für 1-2 Tage denkbar. Die kurzzeitige Speicherung kostet heute rund 10 Cent/kWh. Preise von 3 ct/kWh, die in die Debatte geworfen werden, wurden noch im Oktober 2009 von einem Batteriehersteller als Wunschdenken bezeichnet. Zudem wird hier wieder nach „Subventionen“ gerufen, um die Kosten für solche Batterien durch Massenherstellung zu verringern. Für längere Phasen ohne Sonneneinstrahlung ist aber ohnehin ein konventionelles Backup, d. h. mindestens eine Gasturbine, erforderlich.

Und schließlich kommt hinzu, dass gerade die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien selbst den Strompreis an der Börse und damit den Preis für konkurrierenden Strom aus dem Netz absenkt, so dass auch dadurch eine vermeintliche „Grid parity“ weiter hinausgeschoben wird.

### **Begrenzung des PV-Zubaus durch Absenkung der Vergütung?**

Die Koalition möchte den Zubau von PV-Anlagen bis 2020 auf ca. 3 GW im Jahr begrenzen. Zu diesem Zweck will sie mit der geplanten Änderung des EEG die Vergütung für PV-Strom reduzieren. Dies wird nicht funktionieren.

Die Kapazitäten für die Produktion der entsprechenden PV-Anlagen sind bereits vorhanden, das nötige Kapital ist investiert. Man versetze sich in die Lage der Betreiber dieser Anlagen. Wie werden sie reagieren, wenn der Absatz zurückzugehen droht, weil den Investoren die Rendite zu gering wird? Sie werden den Preis für ihre Module oder Komponenten senken. Warum? Weil sie vor der Wahl stehen, bereits bestehende Produktionskapazitäten gar nicht zu nutzen oder wenigstens einige, wenn auch reduzierte Deckungsbeiträge zu erzielen. Die Untergrenze für den Preis liegt bei den Grenzkosten der Produktion, d. h. bei den variablen Kosten (genauer Grenzkosten) der PV-Fabriken, so wie auch auf dem Strommarkt das Angebot auf den Grenzkosten basiert. PV-Module sind wie Strom eine Commodity. Letztlich werden die Fabriken voll produzieren und den Markt mit billigen Modulen überschwemmen. Gleichzeitig werden sie aber nicht genug Deckungsbeiträge erzielen, um die Investition zu refinanzieren. Dann folgt eine Marktberreinigung mit anschließend wieder steigenden Preisen für PV-Anlagen.

### **Was bleibt? Ein Cap!**

Wer den ungebremsten Ausbau der PV will, muss umgehend dafür sorgen, dass die erforderlichen Backup-Kapazitäten aufgebaut werden und die dafür nötigen Investitionsanreize geschaffen werden. Mit anderen Worten, er muss das Design des Strommarktes anpassen – ohne zu wissen, wohin die Reise mit Blick auf die Beiträge der verschiedenen erneuerbaren Energien langfristig gehen soll.

Wer den ungebremsten Ausbau der PV zulässt, wirft ohne öffentliche Debatte das Konzept der BMU-Leitstudie [5] über den Haufen, das einen ausgewogenen Ausbau verschiedener Techniken vorsieht und das sich in den letzten Jahren als stillschweigender Konsens unter den fortschrittlicheren Vertretern der Energiewirtschaft herauskristallisiert hat.

Wer den ungebremsten Ausbau der PV will, muss den Bürgerinnen und Bürgern erklären, wieso für viel Geld riesige Überkapazitäten an erneuerbaren Energie geschaffen werden, die dann immer öfter abgeregelt werden müssen. Es sei noch einmal daran erinnert, dass eine hohe Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien (Wind und PV) ohne ein dauerhaftes Förderinstrument nicht möglich erscheint.

Wer den PV-Ausbau bremsen will, um „stranded investments“ zu minimieren und um die Kosten für die Stromverbraucher nicht unnötig steigen zu lassen, und wer schließlich etwas Zeit gewinnen will, um ein Energiekonzept zu entwerfen, das seinen Namen verdient, muss auch den dynamischen Korridor verwerfen und ein effektives Instrument einführen: ein Cap.

Ein solches Instrument legt den zulässigen Ausbau der PV in MW pro Jahr fest. Denkbar wäre ein Cap zwischen 500 und 3 000 MW pro Jahr: 3 000 MW wenn dies, wie es derzeit zu sein scheint, der erklärte Wille der Politik ist. Ob diese sich der Implikationen dieser Größe bewusst ist, bleibt an dieser Stelle offen. 500 MW, weil die BMU-Leitstudie – bisher unwidersprochen – in der Vergangenheit wiederholt gezeigt hat, dass ein Minderungsziel für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 80 % bis 2050 auch mit weniger als 30 GW PV erreicht werden kann. Das macht bei aktuell 10 GW installierter Leistung und 40 Jahren bis 2050 ca. 500 MW pro Jahr.

## Literatur

- [1] Fraktionen der CDU/CSU und FDP: Entwurf eines ... Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Bundestagsdrucksache 17/1147, 23.3.2010.
- [2] Bode, S.; Groscurth, H.: Liberalisierter Strommarkt: Naht das Ende? In: Wirtschaftsdienst, 89. Jg. (2009) Heft 4, S. 274-280.
- [3] Bode, S.; Groscurth, H.: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“. HWWA Discussion Paper 348, Hamburg, 2006; Bode, S.; Groscurth, H.: Großhandelsstrompreis und Strombezugskosten unter dem Einfluss des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes. In: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, 18 Jg. (2007) Heft 2, S. 207-215; sowie
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genose, M.: The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, in: Energy Policy, 36. Jg. (2008) Heft 8, S. 3 086-3 094.
- [4] Photon: Vorschlag für eine optimierte Anpassung der Solarstromvergütung im Rahmen der EEG-Anpassung an die veränderten Marktbedingungen. Aachen, 5.4.2010, abrufbar unter: <http://www.photon.de/newsletter/document/22385.pdf>
- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009, August 2009.

## Weitere Literatur

Bode, S.; Groscurth, H.: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt 2020 und danach. In: „et“, 58 Jg. (2008) Heft 10, S. 62-65.

**Dr. S. Bode und Dr. H. Groscurth, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg [sven.bode@arrhenius.de](mailto:sven.bode@arrhenius.de)**

Abb. 1: Einspeisegebiete der Photovoltaik in Deutschland (schematische Darstellung)

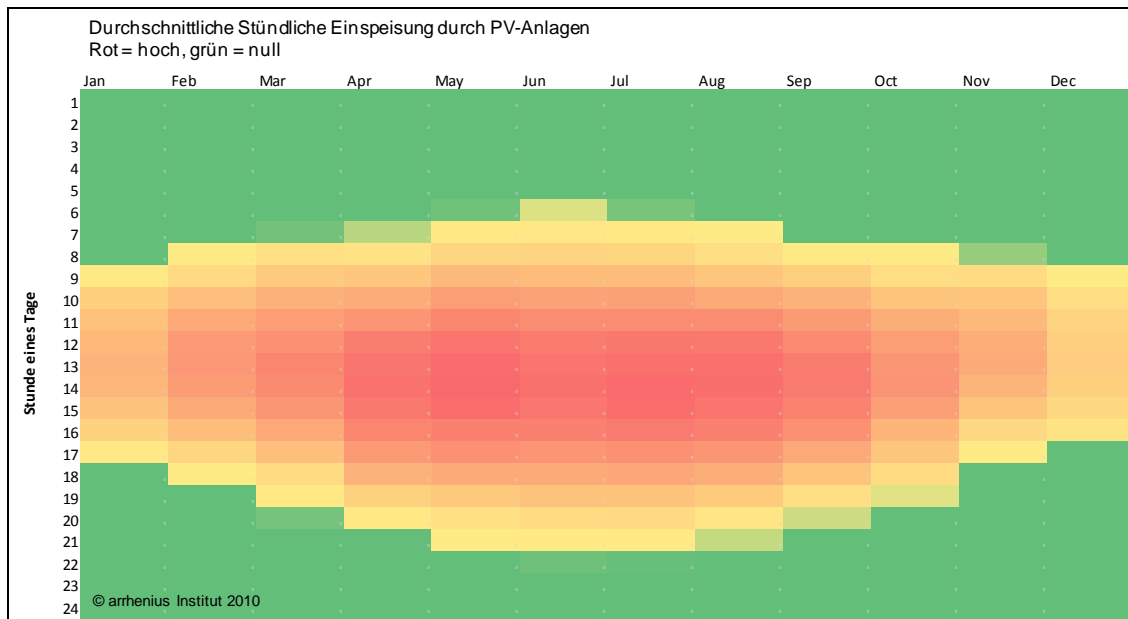


Abb. 2: Last- und Restlastgebirge

