

Studie

Ermittlung einer angemessenen zusätzlichen Absenkung der Einspeisevergütung für Solarstrom im Jahr 2010

Februar 2010

Erstellt im Auftrag des
Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
(BSW-Solar)

Februar 2010

Gerhard Stryi-Hipp
Leiter Energiepolitik

Fraunhofer-Institut
für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
Tel.: 0761 / 4588-5686
Fax: 0761 / 4588-9000
gerhard.stryi-hipp@ise.fraunhofer.de
www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter:
Prof. Eicke R. Weber

Inhalt

Zusammenfassung	4
1 Aufgabenstellung	5
2 Entwicklung PV-Vergütung und PV-Anlagenpreise	5
3 Angemessene Vergütungshöhe	6
4 Entwicklung PV-Anlagenpreise	8
4.1 Der Marktpreis spiegelt nicht die Kosten wider	8
4.2 Kostenentwicklung entsprechend Lernerfahrungskurve	9
5 Berechnung der angemessenen Einspeisevergütung	11
6 Literatur	13
Anhang: Berechnungsmethode für die Einspeisevergütung	14

Zusammenfassung

Derzeit wird eine zusätzliche Absenkung der Einspeisevergütung für Solarstrom im Frühjahr/Sommer 2010 diskutiert. In dieser Studie wurde untersucht, in welchem Umfang eine zusätzliche Absenkung angemessen wäre.

In dieser Studie wird gezeigt:

1. Im Jahr 2009 sind die PV-Anlagenpreise für Anlagen bis 100 kWp um 25,6%, die Vergütung im Januar 2010 jedoch nur um 9% bis 11% gesunken. Deshalb ist eine **zusätzliche einmalige Absenkung im Jahr 2010 möglich**.
2. Die starke Preissenkung im Jahr 2009 kompensiert teilweise die Preisstagnation und -steigerung in den Jahren 2005 und 2006 und geringere Preissenkungen im Jahr 2008. **Bei der Preisentwicklung muss deshalb eine Langfristbetrachtung angestellt werden.**
3. Die Prognos AG hat vorgeschlagen, die PV-Vergütung um 16% bis 17% abzusenken. Die **Rendite-Berechnungen der Prognos AG weisen jedoch zu geringe Stromgestehungskosten und zu geringe Anlagenpreise auf**.
4. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen zeigen, dass **für PV-Anlagen bis 30 kWp eine einmalige zusätzliche Absenkung von 6% und für Anlagen bis 100 kWp von 10% angemessen wäre.**
5. **Auch bei einer stärkeren Absenkung wäre mit einem weiteren Marktwachstum zu rechnen**, da davon auszugehen ist, dass die asiatischen Hersteller aufgrund der weltweiten Überkapazitäten ihre Preise ungeachtet der realen Produktionskosten auf einen Wert senken würden, der die Investition weiterhin attraktiv macht und die Nachfrage anregt.
6. **Eine stärkere Absenkung würde mit großer Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass die PV-Produktion in Deutschland reduziert würde**, da sie trotz Effizienzsteigerung nicht mehr wirtschaftlich darstellbar wäre. Dies würde mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem Arbeitsplatzabbau in Deutschland führen wird.
7. Eine angemessene, an der realen Kostenreduktion orientierte Absenkung der Vergütung ist eine notwendige, jedoch nicht hinreichende Voraussetzung, um die PV-Produktion in Deutschland zu erhalten. **Die deutschen Hersteller sind gegenüber den asiatischen Herstellern nur dann konkurrenzfähig, wenn sie die technologische Führung innehaben, was einen deutlichen Ausbau der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen und die Erhöhung der Forschungsförderung voraussetzt.**

1 Aufgabenstellung

Am 20. Januar 2010 wurden von Bundesumweltminister Röttgen Vorschläge für eine zusätzliche Reduzierung der Einspeisevergütung von Solarstrom im Jahr 2010 veröffentlicht.

Im Auftrag des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) wurde in dieser Studie untersucht, welche Höhe der Absenkung angemessen wäre, also dem tatsächlichen Kostensenkungspotenzial entspricht und damit von der Branche bei ausreichenden Anstrengungen verkraftet werden könnte.

2 Entwicklung PV-Vergütung und PV-Anlagenpreise

Die PV-Vergütung wurde zum 1. Januar 2008 für Aufdachanlagen um 5% und für Freilandanlagen um 6,5% reduziert. Zum 1. Januar 2009 erfolgte die Reduktion um 9% für Anlagen bis 100 kWp und 11% bei allen anderen Anlagen, da die Bundesnetzagentur festgestellt hatte, dass zwischen Oktober 2008 und September 2009 mehr als 1.500 MWp neu installiert worden waren /BNA 2009/.

Am 20. Januar 2010 schlug Bundesumweltminister Röttgen zusätzlich zur Absenkung vom 1. Januar 2010 zum 1. April 2010 eine Absenkung um 15% für Aufdachanlagen sowie zum 1. Juli 2010 um 25% für Freilandanlagen auf Ackerflächen und 15% für sonstige Freilandanlagen vor (siehe Tab. 1) /BMU 2010/.

Würde die Vergütungsabsenkung wie geplant erfolgen, würde dies eine Absenkung zwischen 28,8% und 43,2% innerhalb von 24 Monaten (2. Halbjahr 2010 gegenüber 2. Halbjahr 2008) bedeuten, was einer mittleren jährlichen Absenkung zwischen 15,6% und 24,6% entspräche. Diese Absenkungen sind wesentlich höher als von den Experten an Kostensenkung erwartet wurde. Im Jahr 2004 wurde von einer jährlichen Kostensenkung von jährlich 5% ausgegangen.

Begründet wird die verstärkte Absenkung mit einem unerwartet hohen Preisverfall. Es entspricht durchaus der Systematik des EEGs, einen starken Preisverfall zu berücksichtigen und ggf. außerplanmäßig die Vergütung anzupassen, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden. **Allerdings darf ein kurzfristiger Preisverfall nicht isoliert betrachtet und verallgemeinert werden, insbesondere, wenn die Preisstagnation bzw. der Preisanstieg wie in den Jahren 2005 und 2006 nicht berücksichtigt, d.h. die Vergütungsabsenkung damals nicht reduziert worden war. Eine zusätzliche Absenkung der Vergütung auf Basis eines Preisverfalls, der frühere Preissteigerungen kompensiert, wäre nicht gerechtfertigt.**

Vergütungen in €ct/kWh	2008	2009	Januar 2010	April 2010 geplant	Juli 2010 geplant	Absenkung in 24 Mon*	Mittlere jährliche Absenkung
Aufdach bis 30 kWp	46,75	43,01	39,14	33,27			
		-8%	-9%	-15%		-28,8%	-15,6%
Aufdach bis 100 kWp	44,48	40,91	37,23	31,65			
		-8%	-9%	-15%		-28,8%	-15,6%
Aufdach bis 1000 kWp	43,99	39,58	35,23	29,95			
		-10%	-11%	-15%		-31,9%	-17,5%
Aufdach größer 1000 kWp	43,99	33,00	29,37	24,96			
		-25%	-11%	-15%		-43,2%	-24,6%
Freiland – Acker	35,49	31,94	28,43		21,32		
		-10%	-11%		-25%	-39,9%	-22,5%
Freiland – sonst	35,49	31,94	28,43		24,17		
		-10%	-11%		-15%	-31,9%	-17,5%

Tab. 1: Entwicklung der PV-Einspeisevergütung und deren prozentualen Absenkung bis Januar 2010 sowie die von BM Röttgen vorgeschlagene Absenkung im April und Juli 2010
* Vergleich 2. Halbjahr 2008 mit 2. Halbjahr 2010

Vor diesem Hintergrund muss die Entwicklung der Anlagenpreise langfristig betrachtet werden, um eine angemessene Vergütungshöhe zu finden.

3 Angemessene Vergütungshöhe

Das Ziel des EEGs ist es, die Markteinführung der Erneuerbaren Energien zu unterstützen, indem allen Investoren eine Vergütung für den eingespeisten Strom aus Erneuerbaren Energien in einer Höhe garantiert wird, die einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen mit typischen Kenndaten ermöglicht.

Zur Berechnung der angemessenen Vergütung sind die Vorgabe der zu erzielenden Rendite sowie die Festlegung eines Rechenverfahrens zur Ermittlung der Rendite erforderlich. Der Renditebegriff ist nicht eindeutig definiert. Es ist plausibel, die Eigenkapitalrendite als Bezugsgröße zu verwenden. Diese wurde deshalb in dieser Studie verwendet und das im Anhang detailliert beschriebene Rechenverfahren genutzt. Für die Eigenkapitalrendite wird ein Zielwert von 6,5% als angemessen angesehen.

Eine wesentliche Eingangsgröße für die Berechnung ist der aktuelle Preis für die PV-Anlage. Aufgrund einer fehlenden offiziellen Preiserhebung werden hierbei unterschiedliche Annahmen getroffen. In dieser Studie wird Bezug genommen auf die einzige repräsentative Preiserhebung, die für PV-Anlagen von 1 bis 10 kWp und von 10 bis 100 kWp verfügbar ist. Sie wird von EuPD-Research im Auftrag des BSW-

Solar quartalsweise durch Befragung von 100 Installateuren und Großhändlern durchgeführt wird.

PV-Anlagen werden mit einer relativ großen Preisspanne von plus minus 25% um den Mittelwert angeboten. **In den folgenden Berechnungen wurde der Mittelwert der Marktpreise verwendet, da nur diese den Markt widerspiegeln. Die ausschließliche Berücksichtigung von Billigangeboten würde zu Fehlschlüssen führen und ist vermutlich der Grund für zu niedrig angesetzte Preise in anderen Studien.**

Ein politisches Ziel ist der Aufbau einer PV-Industrie in Deutschland. In den vergangenen Jahren konnten dabei große Erfolge erzielt werden mit der Ansiedelung einer großen Anzahl von produzierenden PV-Unternehmen in Deutschland und die Schaffung von über 60.000 Arbeitsplätzen in der Produktion und Installation von PV-Anlagen.

Im Jahr 2009 war am deutschen PV-Markt zu beobachten, dass PV-Module aus chinesischer Produktion in großem Umfang angeboten wurden zu deutlich niedrigeren Preisen als die Module europäischer Hersteller. Die Ursache ist ein seit Ende 2008 bestehendes weltweites Überangebot an PV-Modulen und eine stark wachsende PV-Industrie in China. Es entstand der Eindruck, dass die chinesischen Hersteller die Strategie verfolgen, mit sehr günstigen Preisen systematisch Marktanteile im deutschen PV-Markt zu gewinnen. Es ist schwerlich festzustellen, ob sie dabei nur von unvermeidlichen Wettbewerbsvorteilen wie z.B. günstigeren Lohn- und Energiekosten oder niedrigen Steuern profitieren oder ob darüber hinaus unzulässige Subventionen erfolgen. Allerdings wird von der deutschen Solarindustrie vor allem der für große chinesische Unternehmen **scheinbar unlimitierte Zugang zu Fremdkapital** zu sehr günstigen Konditionen als wesentlicher Wettbewerbsvorteil genannt, der den Bilanzen der börsennotierten chinesischen Unternehmen zu entnehmen ist. Dies eröffnet diesen Unternehmen die Möglichkeit, zumindest vorübergehend alle Preise zu unterbieten.

Es muss deshalb in Erwägung gezogen werden, dass chinesische Hersteller die Strategie verfolgen, mit vorübergehend sehr günstigen Preisen die europäische Konkurrenz zu verdrängen. Dabei ist nicht auszuschließen, dass nach einer Marktberreinigung die Preise wieder angehoben bzw. langsamer als erwartet abgesenkt werden, wie es 2005 und 2006 zu Zeiten des Modulmangels der Fall war.

Da ein solches Vorgehen nicht auszuschließen ist, ist es **im Interesse des Erhalts der deutschen PV-Industrie notwendig, die PV-Vergütung an PV-Anlagenpreisen zu orientieren, die effizient arbeitenden deutschen PV-Unternehmen einen profitablen und damit nachhaltigen Betrieb ihrer Produktion in Deutschland ermöglicht und nicht an den günstigsten Marktpreisen.**

4 Entwicklung PV-Anlagenpreise

Entscheidende Größe für die Berechnung der angemessenen Einspeisevergütung ist der zugrunde gelegte PV-Anlagenpreis. In einem stabilen Markt, der einem ausreichenden Wettbewerb unterliegt, kann dafür der aktuelle Marktpreis angesetzt werden. In dem äußerst dynamischen, globalisierten PV-Markt, der stark von Unterkapazitäten wie in den Jahren 2004 bis 2008 und seit Ende 2008 von Überkapazitäten geprägt wird, sind aktuelle Marktpreise als Kalkulationsbasis jedoch sehr kritisch zu bewerten und ggf. zu korrigieren.

4.1 Der Marktpreis spiegelt nicht die Kosten wider

Eine angemessene Vergütung wird definiert als die Vergütung, die allen effizient arbeitenden Unternehmen der Produktions-, Vertriebs- und Installationskette eine ausreichende Rendite ermöglicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Handelsunternehmen mit geringen Investitionen eine deutlich geringere Rendite benötigt als ein Produktionsunternehmen mit sehr hohen Investitionskosten in Produktionsanlagen.

	Silizium	Wafer	Zellen	Modul
Wacker Polysilicon	Umsatz: +12% EBIT-M: 22%			
Solarworld		Umsatz: - 4,7%, EBIT-M: 19% (-41%)		
Q-Cells			Umsatz: -41% EBIT: -211 M€	
Sunways			Umsatz: +10% EBIT: -6 M€	
Aleo				Umsatz: -21% EBIT-M: 0,1%
Solar-Fabrik				Umsatz: -31% EBIT: -0,8 M€
Solon				Umsatz: -66% EBIT: -87 M€
Sovello				Umsatz: -57% EBITDA: -4 M€

Tab. 2: Umsatz und Margen börsennotierter deutscher PV-Unternehmen im jeweiligen Bereich der Produktionskette Jan - Sept 2009 (Zuwachs: Vergleich gegenüber Jan – Sept 2008) (M = Marge, M€ = Mio Euro, EBIT= Gewinn vor Zinsen und Steuern) (Quelle: Geschäftsberichte)

Zwischen 2004 und 2006 sind die Marktpreise aufgrund einer starken Modulverknappung trotz Marktwachstum und sinkender Einspeisevergütung nur langsam gesunken und teilweise sogar gestiegen. Entsprechend konnten die Produzenten relativ hohe Gewinne verzeichnen, die Investoren dagegen mussten relativ niedrige Renditen akzeptieren.

Seit 2006 sinken die Preise wieder und sind insbesondere im Jahr 2009 aufgrund des weltweiten Überangebots stark eingebrochen. Folglich sind die Renditen der Hersteller stark zurückgegangen und die Renditen der Anlageninvestoren stark gestiegen.

Tab. 2 ist die Gewinnentwicklung der deutschen börsennotierten Unternehmen in den ersten drei Quartalen 2009 zu entnehmen. Die meisten Hersteller mussten deutliche Verluste verzeichnen, was zeigt, dass **der Marktpreis insbesondere in Zeiten von deutlichem Über- oder Unterangebot und starker Marktdynamik oftmals nicht die Kostenentwicklung widerspiegelt.**

Folglich ist es nicht sinnvoll, die Einspeisevergütung den kurzfristigen Schwankungen des Marktpreises anzupassen, sondern Korrekturen an mittelfristigen Trends zu orientieren und dem Markt die Zeit zu lassen, sich anzupassen. Dies schließt allerdings nicht aus, dass bei unerwarteten Entwicklungen auch kurzfristiger Korrekturbedarf entstehen kann, wie dies jetzt der Fall ist.

Der Verfall des PV-Anlagenpreises im Jahr 2009 um 25,6% gibt zweifellos den Spielraum für eine zusätzliche Vergütungsabsenkung im Jahr 2010. Allerdings darf sich die Absenkung nicht nur an der Preissenkung im Jahr 2009 orientieren, sondern muss auch berücksichtigen, dass die Vergütung zu Beginn des Jahres 2009 in Relation zu den Anlagenpreisen zu niedrig war. Die Absenkung des Preises kompensiert deshalb teilweise eine vorherige Fehlentwicklung und die angemessene Absenkung liegt niedriger als 25,6%.

4.2 Kostenentwicklung entsprechend Lernerfahrungskurve

Da der Marktpreis nur in stabilen Marktsituationen ein guter Bezugspunkt für die Vergütungsberechnung darstellt, muss ein anderer Bezugspunkt gefunden werden, um eine angemessene Vergütung zu berechnen. Ein wichtiger Anhaltspunkt für die „reale“ Kostenentwicklung der PV-Produktion liefert die Lernkurventheorie. Diese beschreibt die wissenschaftlich bestätigte Erfahrung, dass sich für alle Technologien der Preis im Mittel immer um denselben Faktor reduziert, wenn sich die verkaufte Gesamtmenge verdoppelt.

Der Lernfaktor liegt für PV-Module langfristig je nach Autor zwischen 15% und 20%, kurzfristig auch deutlich höher. Die PV-Systempreise weisen prinzipiell einen niedrigeren Lernfaktor auf als PV-Modulpreise, da die Nicht-Modulkosten, abgesehen vom Wechselrichter, stark von Rohmaterial- und Personalkosten dominiert werden. Die PVGroup des Halbleiterverbands SEMI hat für die Jahre seit

2000 einen Lernfaktor von 15% ermittelt, der hier im Folgenden auch für die PV-Systeme verwendet wird /PVGroup 2010/.

Auf Basis des Lernfaktors und des Wachstums der weltweit installierten PV-Leistung lässt sich nun berechnen, wie sich nach dieser Theorie die Produktionskosten für die Photovoltaik entwickelt haben (siehe Tab. 3).

Jahr	Weltweit installierte PV-Leistung*	Weltweit installierte PV-Leistung pro Jahr	Jährliche Kostenreduktion bei einem Lernfaktor von 15%	Fiktiver Anlagenpreis auf Basis Lernkurve **	Reale PV-Anlagenpreise **
	MWp	MWp		EUR/kWp	EUR/kWp
2000	1.428				
2001	1.762	334	4,81%	5.853	
2002	2.201	439	5,08%	5.571	
2003	2.795	594	5,45%	5.288	
2004	3.847	1.052	7,22%	5.000	5.000
2005	5.167	1.320	6,68%	4.639	4.700
2006	6.770	1.603	6,14%	4.329	5.000
2007	9.162	2.392	6,85%	4.063	4.681
2008	14.730	5.568	10,54%	3.785	4.405
2009	21.530	6.800	8,51%	3.386	4.054
2010				3.098	3.092

Tab. 3: Vergleich der PV-Anlagenpreise real und fiktiv, kalkuliert aus der Kostenreduktion auf Basis der Lernerfahrungskurve

(Quelle: Installierte PV-Leistung weltweit: /Prognos 2010/

Tatsächliche PV-Anlagenpreise: 2004, 2005: BSW-Solar,

2006-2009: BSW-Solar-Preisindex auf Basis EuPD-Erhebung,

2010: Annahme 5% Preisreduktion Anfang 2010 ggü. 4. Quartal 2009)

* gesamt installierte Leistung jeweils zum Jahresende

** Anlagenpreise jeweils zum Jahresanfang, fiktiver Preis: 2004 = 5000 Euro

Vergleicht man die reale PV-Anlagenpreisentwicklung mit dem fiktiven Anlagenpreis, der sich aus der Kostenentwicklung entsprechend der Lernkurve errechnen lässt, wird deutlich, dass die Hersteller ihre (theoretisch ermittelten) Kostenreduktionen zwischen 2005 und 2009 nur teilweise an die Kunden in Form von niedrigeren Anlagenpreisen weitergeben haben. Dementsprechend konnten einige Hersteller zeitweise auch hohe Gewinne ausweisen.

Tab. 3 zeigt aber auch, dass durch den starken Preisverfall im Jahr 2009 nun das Anfang 2010 erreichte PV-Anlagenpreisniveau die Kostendegressionsfortschritte wieder in vollem Umfang widerspiegelt. Es besteht sogar die Gefahr, dass die PV-Anlagenpreise im Jahr 2010 so tief sinken, dass die Erlöse die Produktionskosten nicht mehr decken. Dies ist ein **deutlicher Hinweis auf die Gefahr einer Dumpingpreissituation, in der Unternehmen, die es sich wirtschaftlich leisten können, Marktanteile durch zu tiefe Preise kaufen.**

Weiterhin zeigt die Tabelle, dass die jährlich Kostenreduktion in den vergangenen 9 Jahren zwischen 5% und 10% jährlich lag. **Deshalb ist die Erwartung unrealistisch, dass die jährliche Kostensenkung künftig über einen längeren Zeitraum bei 10% und mehr liegen wird.** Sie würde die Branche überfordern.

Vor dem erläuterten Hintergrund orientieren sich die folgenden Berechnungen der angemessenen Einspeisevergütung an dem Preisniveau, das sich aus dem Kostensenkungsfortschritt ergibt und nicht am günstigsten Angebot am Markt. Für die Berechnungen wird deshalb für Anlagen bis 30 kWp ein Preis von 3.092 Euro/kWp für Anfang 2010 angenommen.

5 Berechnung der angemessenen Einspeisevergütung

Mit der im Anhang erläuterten Berechnungsmethode, den üblicherweise verwendeten Randbedingungen und den im vorherigen Kapitel hergeleiteten Anlagenpreisen lassen sich nun Stromgestehungskosten berechnen, die eine angemessene Vergütung darstellen.

Tab. 4 ist zu entnehmen, dass die angemessene Vergütung unter dem Niveau der aktuellen Vergütung liegt und somit Raum für eine zusätzliche Absenkung der Vergütungshöhe vorhanden ist. Dabei ergibt sich für die beiden Größenklassen der Anlagen bis 30 kWp und von 30 bis 100 kWp ein unterschiedlich großer Spielraum. Dies zeigt sich darin, dass das Verhältnis der Vergütungssätze derzeit geringer ist als das Verhältnis der Investitionskosten.

Auf Basis der durchgeführten Berechnungen wäre eine einmalige zusätzliche Absenkung der PV-Einspeisevergütung im Jahr 2010 in Höhe von ca. 6% für Anlagen bis 30 kWp und ca. 10% für Anlagen bis 100 kWp angemessen und würde gleichzeitig den deutschen Unternehmen die Chance geben, kostendeckend zu produzieren.

Eine Berechnung der Reduktionsmöglichkeiten für größere und Freilandanlagen ist derzeit nicht möglich, da kein repräsentativer Preisindex erhoben wird. Naheliegender wäre eine zusätzliche Reduktion von ebenfalls 10%, die aber nicht belegt werden kann.

	Ist- Vergütung 2010	Investitions- kosten Anfang 2010¹	Gestehungs- kosten (900 kWh/kWp)²	Zusätzliche Reduktions- möglichkeit
	Euro/kWh	Euro/kWp	Euro/kWh	
bis 30 kWp	0,3914	3.092	0,369	-5,7%
bis 100 kWp	0,3723	2.891	0,336	-9,7%

Tab. 4: Zusätzliche angemessene Reduktion der PV-Einspeisevergütung

Der Unterschied der Empfehlung zur Berechnung von /Prognos 2009/ liegt erstens im Berechnungsverfahren der Rendite und zweitens in der Annahme der durchschnittlichen Anlagenpreise, die dort niedriger angesetzt werden.

Bezüglich der Berechnung der Stromgestehungskosten ist das von Prognos genutzte Rechenverfahren nicht transparent, wobei offensichtlich ist, dass eine andere Definition für die Anlagenrendite verwendet wird. Das hier angewandte Rechenverfahren, das auch die Basis für die Berechnungen der PV-Vergütungen im Jahr 2004 war mit Vergütungssätzen, die sich lange Zeit bewährt haben, sowie alle getroffenen Annahmen für die Randbedingungen sind im Anhang ausführlich erläutert und begründet. Bemerkenswert ist, dass Prognos trotz einer angegebenen Verzinsung von 8% zu niedrigeren Stromgestehungskosten kommt als die hier angewandte Berechnungsmethode für die Eigenkapitalrendite, die den Investoren nur eine Rendite von 6,5% zugesteht.

¹ Der Anlagenpreis für Anlagen zwischen 10 und 100 kWp lag im Jahr 2009 im Mittel um 6,5% unter dem Anlagenpreis für kleine Anlagen bis 10 kWp, dieses Verhältnis wurde zur Berechnung des Anlagenpreises bis 100 kWp angesetzt

² Zu beachten ist, dass die tatsächlich ausbezahlte Einspeisevergütung für eine 100 kWp-Anlage sich zusammen setzt aus 30% Vergütung für Anlagen bis 30 kWp und 70% Vergütung für Anlagen bis 100 kWp, die Stromgestehungskosten liegen bei Investitionskosten von 2.891 Euro/kWp bei 0,346 Euro/kWh, deshalb muss die Vergütung in der zweiten Stufe 0,336 Euro/kWh betragen

6 Literatur

- /BMU 2010/ Eckpunkte der künftigen Photovoltaikvergütung,
Bundesumweltministerium, 20.01.2010,
www.erneuerbare-energien.de
- /BNA 2009/ Degressions- und Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie
nach den §§ 32 und 33 EEG für das Jahr 2010,
Bundesnetzagentur, 19. Oktober 2009
- /Prognos 2009/ Anpassung der Vergütungs- und Degressionssätze für solare
Strahlungsenergie, Endbericht, Prognos AG, Dezember 2009
- /PVGroup 2010/ The PV Learning Curve: How does it compare with
Semiconductors, www.pvgroup.org, 2010
- /SZ 2008/ Strom wird noch teurer, Süddeutsche Zeitung 7.07.2008

Anhang: Berechnungsmethode für die Einspeisevergütung

Der Begriff der Rendite ist im Allgemeinen und dementsprechend auch im Fall einer PV-Anlage nicht eindeutig definiert, somit hängt die Berechnungsmethode von der verwendeten Renditedefinition ab.

Hier wird von privaten oder gewerblichen Investoren ausgegangen, die sich entscheiden, ob sie ihr Kapital in eine Geldanlage oder eine PV-Anlage investieren. Deshalb bietet es sich an, die Eigenkapitalverzinsung als Rendite der PV-Anlage zu betrachten, wobei das Eigenkapital am Ende des Anlagezeitraums wieder auszubezahlen ist. Der Vorteil ist, dass sich die ermittelte Rendite der PV-Anlage für den Investor direkt vergleichen lässt mit dem von Laien üblicherweise verwendeten Renditebegriff, wie er z.B. bei einer Festgeldanlage zum tragen kommt.

Die benutzte Vergütungsberechnung basiert deshalb auf der Annahme, dass bei der Investition Eigenkapital eingesetzt wird und betrachtet die Eigenkapitalverzinsung als Anlagenrendite.

Folglich gilt: $\text{Einnahmen} = \text{Fremdkosten} + \text{Eigenkapitalverzinsung}$

Mit: $\text{Einnahmen} = \text{Einspeisevergütung (in €/kWh)}$
 $\quad \quad \quad \times \text{erwarteter Jahresertrag (in kWh/Jahr)}$
 $\quad \quad \quad \times \text{Vergütungszeitraum (in Jahren)}$

$\text{Fremdkosten} = \text{Fremdfinanzierungskosten (Zins + Tilgung)}$
 $\quad \quad \quad + \text{Betriebskosten}$

$\text{Eigenkapitalverzinsung} =$ muss so hoch sein, dass ein Investor bereit ist, das mit der Investition verbundene Risiko zu tragen, übliche Zielgröße: 6,5%.

Berechnet werden nun die Stromgestehungskosten unter Eingabe des Stromertrags, des Fremdfinanzierungsanteils und dessen Zinssatzes, der gewünschten Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital sowie der Betriebskosten. Hierzu werden alle Ausgaben inklusive der jährlichen Auszahlung der Zinsen auf das Eigenkapitals aufsummiert, aus dem Barwert der Summe die Annuität bestimmt und daraus die Stromgestehungskosten berechnet. Entspricht die Vergütung nun den Stromgestehungskosten, kann mit der jährlichen Einspeisevergütung alle Kosten inklusive der Zinsauszahlungen und der Rückzahlung des eingesetzten Kapitals gedeckt werden, so dass am Ende das Konto ausgeglichen ist.

Die Berechnung wird deutlich komplizierter, wenn zusätzlich noch die Verzinsung des Cashflows-Kontos berücksichtigt wird. Diese kann je nach Annahme des Finanzierungszeitraums des Fremdkredits sowie des Soll- und Haben-Zinssatzes des Cashflow-Kontos einen erheblichen Einfluss auf das Rechenergebnis haben. Da bei

einem Finanzierungszeitraum von 15 Jahren ohne tilgungsfreie Jahre der Einfluss dieser Verzinsung am geringsten und von der Größe her zu vernachlässigen ist, wird die **Laufzeit der Fremdfinanzierung mit 15 Jahren so gewählt, dass auf eine Berücksichtigung der Verzinsung des Cashflow-Kontos verzichtet werden kann.**

Ein weiterer Faktor, der nicht berücksichtigt wird, ist die **Stromertragsreduktion der PV-Module**, die meist mit 0,5% pro Jahr angenommen wird. Im Gegenzug wird der Stromertrag der PV-Module nur mit konstant jährlich 900 kWh/kWp angenommen, der in den vergangenen Jahren in Süddeutschland im Schnitt bei 950 kWh/kWp lag, allerdings handelt es sich dabei im langjährigen Mittel um überdurchschnittlich gute Sonnenjahre.

Als Zielgröße wird eine **Eigenkapitalrendite von 6,5%** angestrebt. Dabei ist festzustellen, dass diese relativ niedrig angesetzt ist. Im Vergleich liegt die von der Bundesnetzagentur gebilligte Rendite für Stromnetzbetreiber seit 1.1.09 für Neuanlagen bei 9,29%, Altanlagen rentieren sich mit 7,56% statt 6,5% /SZ 2008/

Die **Betriebskosten** setzen sich zusammen aus Zählermiete, Versicherung, Wartungs- und Reparaturkosten und werden mit anfangs 1,5% der Investitionssumme mit einer Steigerungsrate von 2% pro Jahr angesetzt. Zusätzlich ist einmalig ein Austausch des Wechselrichters im 11. Betriebsjahr vorgesehen, der Kosten von 400 Euro pro kWp verursacht.

In Abb. 1 und Abb. 2 zeigen das Deckblatt und das Rechenblatt der Exceldatei, mit der die Stromgestehungskosten berechnet werden.

Berechnung der Stromgestehungskosten von Solarstrom
Eingabe in die weiß hinterlegten Felder

FINANZIERUNG

Preis pro kWp	3.092	€/kWp
Eigenkapital	30%	Anteil
Fremdkredit	70%	Anteil
Betrag	928	€
Rendite/Zinssatz	6,5%	
Betrag	2.164	€
Rendite/Zinssatz	5,0%	
Laufzeit Fremdkredit	15	Jahre
tilgungsfreie Zeit	0	Jahre
Umlaufrendite	3,0%	

ANLAGENKENNDATEN

Betriebskosten p.a.	1,5%	der Investitionskosten =	46,38	€/1. Jahr
Steigerungsrate der BK	2,0%	pro Jahr	+ 400 €/kWp für WR-Austausch	im 11. Jahr
Stromertrag pro kWp	900	kWh/kWp		

BERECHNUNGSERGEBNIS

Stromgestehungskosten:	36,9	€ct/kWh
-------------------------------	-------------	----------------

BK = Betriebskosten
Die Stromgestehungskosten geben die Einspeisevergütung an, die erforderlich ist, um die unter Verzinsung vorgegebene Rendite zu erzielen.

Abb. 1: Deckblatt Berechnung Stromgestehungskosten (Quelle: Fraunhofer ISE)

Jahr	Fremdkredit			Betriebskosten	Fremdkosten gesamt	Eigenkapital		Gesamter Aufwand	Einspeise- vergütung
	Zins	Tilgung	Restschuld			Auszahlung Verzinsung	Auszahlung EK		
0			-2.164,40				927,60		
1	-104,61	-144,29	-2.020,11	-46,38	-295,29	-60,29	0,00	-355,58	331,89
2	-97,40	-144,29	-1.875,81	-47,31	-289,00	-60,29	0,00	-349,29	331,89
3	-90,18	-144,29	-1.731,52	-48,25	-282,73	-60,29	0,00	-343,02	331,89
4	-82,97	-144,29	-1.587,23	-49,22	-276,48	-60,29	0,00	-336,77	331,89
5	-75,75	-144,29	-1.442,93	-50,20	-270,25	-60,29	0,00	-330,54	331,89
6	-68,54	-144,29	-1.298,64	-51,21	-264,04	-60,29	0,00	-324,33	331,89
7	-61,32	-144,29	-1.154,35	-52,23	-257,85	-60,29	0,00	-318,14	331,89
8	-54,11	-144,29	-1.010,05	-53,28	-251,68	-60,29	0,00	-311,97	331,89
9	-46,90	-144,29	-865,76	-54,34	-245,53	-60,29	0,00	-305,82	331,89
10	-39,68	-144,29	-721,47	-55,43	-239,40	-60,29	0,00	-299,70	331,89
11	-32,47	-144,29	-577,17	-456,54	-633,30	-60,29	0,00	-693,59	331,89
12	-25,25	-144,29	-432,88	-57,67	-227,21	-60,29	0,00	-287,51	331,89
13	-18,04	-144,29	-288,59	-58,82	-221,15	-60,29	0,00	-281,45	331,89
14	-10,82	-144,29	-144,29	-60,00	-215,11	-60,29	0,00	-275,41	331,89
15	-3,61	-144,29	0,00	-61,20	-209,10	-60,29	0,00	-269,39	331,89
16	0,00	0,00	0,00	-62,42	-62,42	-60,29	0,00	-122,72	331,89
17	0,00	0,00	0,00	-63,67	-63,67	-60,29	0,00	-123,96	331,89
18	0,00	0,00	0,00	-64,94	-64,94	-60,29	0,00	-125,24	331,89
19	0,00	0,00	0,00	-66,24	-66,24	-60,29	0,00	-126,54	331,89
20	0,00	0,00	0,00	-67,57	-67,57	-60,29	-927,60	-1.055,46	331,89
Summe	-812	-2.164		-1.527	-4.503	-1.206	-928	-6.636,44	6.637,74
Barwert	-693	-1.723		-1.111	-3.527	-897	-514	-4.937,64	4.937,64
Barwert Finanzierung		-2.416							
							Annuität	331,89	
							Stromgestehungskosten	0,369	

Abb. 2: Rechenblatt für die Berechnung der Stromgestehungskosten