



Die Zukunft des PV-Freiflächensegments in Deutschland

Eine Potenzialanalyse bis 2017

Im Auftrag der Wattner AG, Köln
EuPD Research | März 2012

Inhaltsverzeichnis

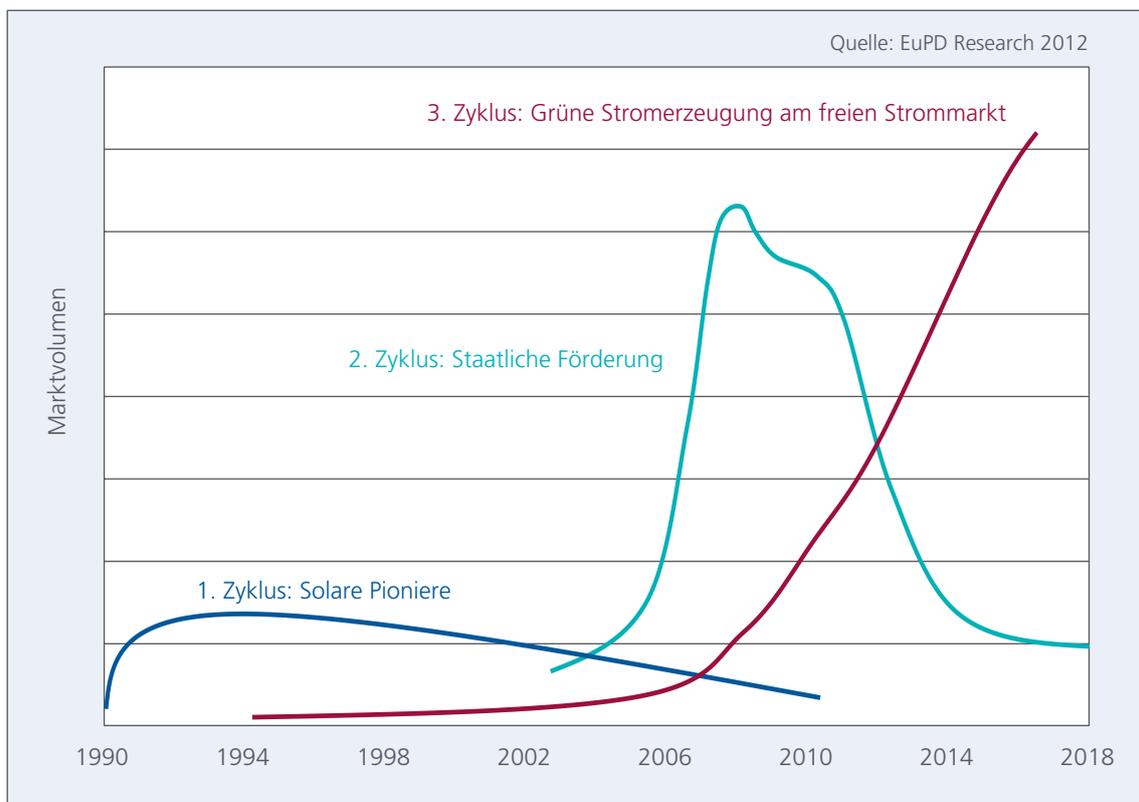
1. Zusammenfassung	4
2. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland – Ein stabiles Fundament?	8
3. Die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen – ein limitierender Faktor?	10
3.1. Baurechtliche Einordnung von PV-Freiflächenanlagen	10
3.2. Verfügbarkeit von Acker- und Konversionsflächen und Zulässigkeit von PV-Freiflächenanlagen auf Acker- und Konversionsflächen	11
4. Zukünftige Preisstellung von PV-Systemen – wo geht die Reise hin?	14
5. PV auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit – und damit zur attraktiven Alternative im Stromerzeugungsportfolio?	20
5.1. Klassische EEG Vergütung	20
5.2. Direktvermarktung mit EEG	22
5.3. Direktvermarktung ohne EEG	24
5.4. Zukünftige Vermarktungsmöglichkeiten – Ein Fazit	31
6. Verzeichnisse	32
Literaturverzeichnis	33
Abkürzungsverzeichnis	34
Abbildungsverzeichnis	35
Bildverzeichnis	35

1. Zusammenfassung

A vibrant blue sky with a bright sun in the upper right quadrant, creating a lens flare effect. The sun is partially obscured by a large, fluffy white cloud. The lower half of the image is filled with numerous smaller, scattered white clouds against the deep blue background.

12 Jahre nach der Einführung des „Erneuerbare-Energie-Gesetz“ (EEG) steht die Photovoltaik in Deutschland vor dem Eintritt in einen neuen Nachfragezyklus. Mit den jüngsten Kürzungsplänen wird die Einspeisevergütung in einigen Segmenten erstmalig unter den durchschnittlichen Strompreisen liegen. Die Photovoltaik tritt in eine Übergangsphase hin zu einem neuen Nachfragezyklus ein. Dieser ist weitestgehend unabhängig von den bisherigen Fördermechanismen.

Abbildung 1- Marktzyklen der Photovoltaik



Der neue Nachfragezyklus wird die Funktionsweise des Marktes grundlegend verändern. Neue Geschäftsmodelle werden entstehen und bislang existierende werden verschwinden. Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie das Marktpotential von PV-Freiflächenanlagen in den nächsten 5 Jahren in Deutschland.

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung des EEG – die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung – und dem Zielerreichungsgrad im Bereich der Photovoltaik, kann zukünftig mit einem schrittweisen Ausstieg aus dem EEG gerechnet werden. In diese Richtung weist auch die aktuelle Förderdiskussion. Dennoch ist mit einem Bestand der Vorrangregelung für Grünstrom und der Abnahmepflicht seitens der Netzbetreiber zu rechnen. Dies ergaben Expertengespräche im Rahmen der Studie. Als ebenfalls sehr unwahrscheinlich wird ein mögliches Verbot von Freiflächenanlagen in Deutschland eingestuft.

Zusammenfassung

Letzteres dürfte auch im Zusammenhang mit der noch verfügbaren Fläche stehen. Während insbesondere für PV geeignete Konversionsflächen zunehmend rar werden, zeigen Analysen, dass im Bereich von landwirtschaftlich genutzter Fläche (ausgewiesene Brachflächen) sowie Gewerbe- und Industriegebieten noch viel Potential für PV Freiflächenanlagen außerhalb der klassischen EEG-Vergütung vorhanden ist.

Notwendige Voraussetzung für eine generelle Attraktivität einer Vermarktung des erzeugten Stroms außerhalb der klassischen EEG-Vergütung sind signifikante Kosten- und Preissenkungen auf Systemebene. Die Analyse des Kostensenkungspotenzials der einzelnen Systemkomponenten ergab: im Jahr 2012 kann erneut mit einem starken Preisrückgang von ca. 25% auf Systemebene gerechnet werden. Da dieser aber insbesondere auf Modulebene nicht durch entsprechende Kostenreduktionen kompensiert werden kann, wird sich die Preisreduktion in den Folgejahren auf durchschnittlich ca. 5% pro Jahr deutlich verlangsamen.

Die zu erwartenden Systempreise sowie die im EEG vorgesehenen neuen Vermarktungsmodelle eröffnen dem Anlagenbetreiber zukünftig deutlich mehr Flexibilität bei der Vermarktung des von ihm erzeugten Stroms:

- » Zum einen kann er natürlich weiterhin den Strom für die festgelegte Vergütung einspeisen. Ein Modell, das bei den genannten Preisstellungen und einer daraus resultierenden Rendite von knapp 8% weiterhin attraktiv bleibt.
- » Darüber hinaus gewinnt die Direktvermarktung des Stroms unter Ausnutzung der im EEG verankerten Marktprämie unter den derzeitigen Bedingungen zunehmend an Attraktivität. So haben Betreiber von Großanlagen die Möglichkeit ihre Rendite durch den direkten Verkauf an entsprechende Händler bzw. Dienstleister moderat zu steigern.
- » Zukünftig liegt das größte Potential jedoch in der Direktvermarktung außerhalb des EEG. Dies liegt vor allem in den steigenden Strompreisen begründet. In naher Zukunft wird auch der Industriestrompreis über der Einspeisevergütung für große PV-Freiflächenanlagen liegen. Damit ergeben sich hier sehr attraktive Potentiale. Nimmt man beispielsweise an, dass, sobald der Einspeisetarif unter den Strompreisen liegt, eine vollständige Direktvermarktung erfolgt, so könnte – zumindest theoretisch – die Rendite signifikant auf knapp 13% erhöht werden.

Die dargestellten Optionen zeigen auf, dass unter den getroffenen Annahmen auch in Zukunft von einem funktionierenden PV-Freiflächensegment in Deutschland ausgegangen werden kann. Notwendige Voraussetzungen hierfür sind anhaltende Preisreduktionen auf Systempreisebene. Werden diese realisiert – und davon ist bei der sich abzeichnenden Wettbewerbsintensität auszugehen – so handelt es sich bei PV-Großanlagen auch zukünftig um ein ökologisch nachhaltiges und ökonomisch attraktives Investment.

2. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland – Ein stabiles Fundament?



Die Frage nach der Zukunft von PV-Freiflächenanlagen in Deutschland kann nicht ohne eine Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen beantwortet werden. Hierbei steht weniger die Existenz einer gesetzlich geregelten Einspeisevergütung im Fokus, als vielmehr der ebenfalls im EEG verankerte Vorrang für erneuerbare Energien sowie die Abnahmepflicht seitens der Netzbetreiber. Dies liegt vor allem darin begründet, dass die Einspeisevergütung für einen wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Freiflächenanlage zukünftig keine notwendige Voraussetzung darstellen wird. Doch dazu später mehr.

Die aktuelle EEG-Novelle (Stand März 2012) schreibt die gesetzlich garantierten Einspeisevergütungen für Freiflächenanlagen bis 2016 verbindlich fest. Damit sollte bei derzeitigem Wissensstand auch die Vorrangregelung sowie die Abnahmepflicht weiterhin Bestand haben. Selbst wenn die derzeit in Diskussion stehende Verordnungsermächtigung der Regierung durchgesetzt werden sollte, so beschränkt sich diese nur auf die Förderhöhe und nicht auf den Vorrang und die Abnahmepflicht von Strom aus erneuerbaren Energien.

Demnach scheint die größte Gefahr in der Abschaffung des EEGs selbst zu liegen. Fällt das EEG, dann könnten auch Vorrang und Abnahmepflicht fallen. Während die aktuell vorgesehene segmentspezifische Begrenzung der Vergütung auf bis zu 80% durchaus als erster Schritt in Richtung Ausstieg interpretiert werden kann, scheint jedoch eine vollständige Abschaffung des Gesetzes derzeit als höchst unwahrscheinlich. Eine Einschätzung, die sich mit Aussagen des BMUs deckt: auf Anfrage wurde klar auf eine weitere Existenz des EEGs sowie des Vorrangs und der Abnahmepflicht verwiesen – unabhängig von dem Ausgang der Bundestagswahl im Jahr 2013.

Eine vollständige Abschaffung des EEG oder deren zentraler Bestandteile erscheint auch vor dem Hintergrund der energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen nicht mehrheitsfähig. So schreibt der von der Bundesregierung im Jahr 2010 beschlossene „Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien“ für 2020 einen Anteil der regenerativen Stromquellen von mindestens 30% am Stromverbrauch vor.¹ Für 2050 verlangt das ebenfalls von der Bundesregierung beschlossene „Energiekonzept 2050“ einen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 80%.² Dies sind Zielsetzungen, die zum einen – und nicht zuletzt aufgrund der Katastrophe von Fukushima – auf breite Unterstützung in der Bevölkerung treffen und zum anderen auf ordnungspolitische Unterstützung angewiesen sind. Eine Abkehr von dem jüngst eingeschlagenen Pfad scheint daher äußerst unrealistisch.

Neben der Abschaffung derzeitiger „Privilegien“, könnte ein explizites Verbot von PV-Freiflächenanlagen die rechtlichen Rahmenbedingungen massiv beeinträchtigen. Inwiefern eine solche Maßnahme Bestandteil der jüngsten Diskussionen auf politischer Ebene war, ist derzeit unklar. Klar ist hingegen, dass bei derartigen Überlegungen mit noch massiveren Proteststürmen zu rechnen wäre. Die Gefahr einer derartigen Entwicklung wird derzeit als äußerst gering eingestuft.

1 Vgl.: BMU 2011a

2 Vgl.: BMU 2011b

3. Die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen – ein limitierender Faktor?



3.1. Baurechtliche Einordnung von PV-Freiflächenanlagen

Gemäß dem Bauplanungsrecht gelten PV-Freiflächenanlagen als gewerbliche Anlagen. Aufgrund dieser Einstufung sind die Anlagen in Gewerbe- und Industriegebieten in der Regel zulässig, sofern im geltenden Bebauungsplan keine anderslautende Festsetzung nach § 1 Abs. 5 BauNVO getroffen wurde. Unter Umständen können kleinere Anlagen auch in Dorf-, Misch- oder Kerngebieten zugelassen werden. Voraussetzung ist dabei, dass der Gebietscharakter gewahrt bleibt und von den Anlagen keine erheblichen Störungen ausgehen (§ 15 BauNVO). Abbildung 2 stellt die Zulässigkeit nach Gebietscharakter in einer Übersicht dar.

Abbildung 2 - Zulässigkeit von PV-Freiflächenanlagen

	zulässig	unzulässig
Kleinsiedlungsgebiete(W5)		x
reine Wohngebiete(WR)		x
besondere Wohngebiete(WB)		x
Dorfgebiete(MD)		x
Mischgebiete(MI)	x	
Kerngebiete(MK)	x	
Gewerbegebiete(GE)	x	
Industriegebiete(GI)	x	
Sondergebiete(SO)	x	

Liegen die planungsrechtlichen Voraussetzungen für eine PV-Freiflächenanlage am Standort nicht vor, so muss gemäß § 11 Abs. 2 BauNVO ein Bebauungsplan mit der Festsetzung eines Sondergebietes Solarpark aufgestellt werden.

Im Außenbereich gehören Solar-Freiflächenanlagen nicht zu den privilegierten Vorhaben im Sinne des § 35 Abs. 1 BauGB, der bislang nur die Energieerzeugung aus Wind, Wasser und Biomasse privilegiert.³ Somit richtet sich ihre Zulässigkeit nach § 35 Abs. 2 BauGB, wonach sonstige Vorhaben im Einzelfall zugelassen werden können, wenn ihre Ausführung oder Benutzung öffentliche Belange nicht beeinträchtigen und die Erschließung gesichert ist. Relevante öffentliche Belange betreffen in der Regel die Beeinträchtigung...

- » ...des Naturschutzes und der Landschaftspflege,
- » ...des Bodenschutzes und der natürlichen Eigenart der Landschaft und ihres Erholungswertes
- » ...des Orts- und Landschaftsbildes

Gerade in Hinblick auf andere erneuerbare Energiequellen, wie beispielsweise Windräder, ist jedoch der Grad der Beeinträchtigung durch Solarinstallationen vergleichsweise gering.

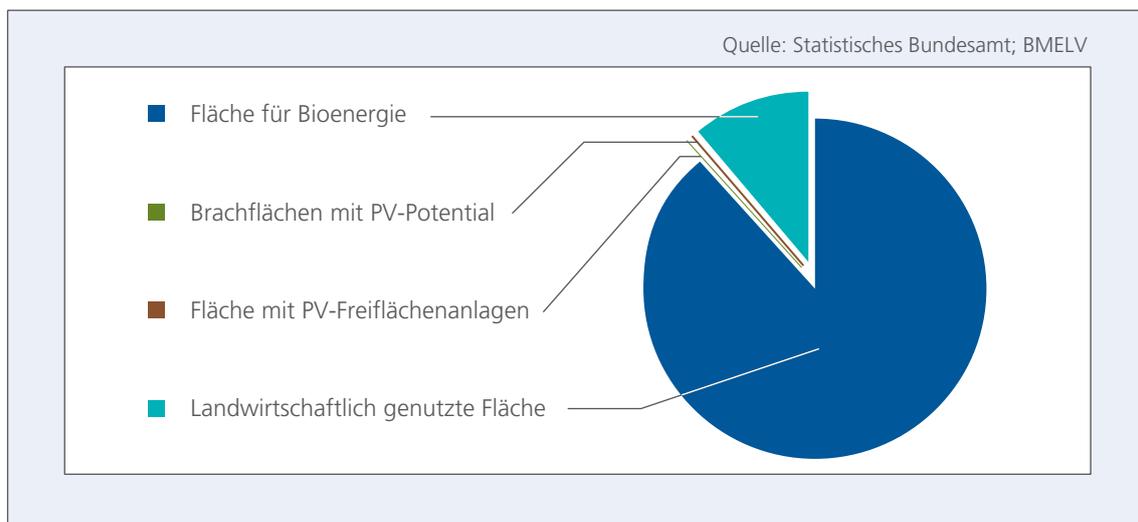
³ Privilegierte Bauvorhaben sind Bauvorhaben, die auch im Außenbereich, also den Flächen, für die kein qualifizierter Bebauungsplan besteht und die außerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile liegen, zulässig sind. Ihre Zulässigkeit steht lediglich unter dem Vorbehalt des Entgegenstehens öffentlicher Belange und einer ausreichenden Erschließung.

Verfügbarkeit geeigneter Flächen

3.2. Verfügbarkeit von Acker- und Konversionsflächen und Zulässigkeit von PV-Freiflächenanlagen auf Acker- und Konversionsflächen

Die landwirtschaftlich genutzte Bodenfläche in Deutschland beträgt laut Statistischem Bundesamt mehr als 18 Mio. Hektar. Derzeit sind auf ca. 2500 ha PV-Anlagen installiert (dies entspricht einem Anteil von 0.01%), die in Summe eine Leistung von ca. 0.8-1,0 GWp liefern. Allein ausgewiesene landwirtschaftliche Brachflächen hätten ein Potenzial von 30.000 ha (dies entspricht einem PV-Potential von ungefähr 10 GWp). Bioenergie benötigt derzeit mit knapp 2,2 Mio. Hektar ein Vielfaches (ungefähr Faktor 900) an Fläche. Vor dem Hintergrund dieser Zahlen erscheint ein generelles Verbot für Freiflächenanlagen auf Ackerflächen erscheint nicht realistisch.

Abbildung 3 – Landwirtschaftlich genutzte Flächen in Deutschland

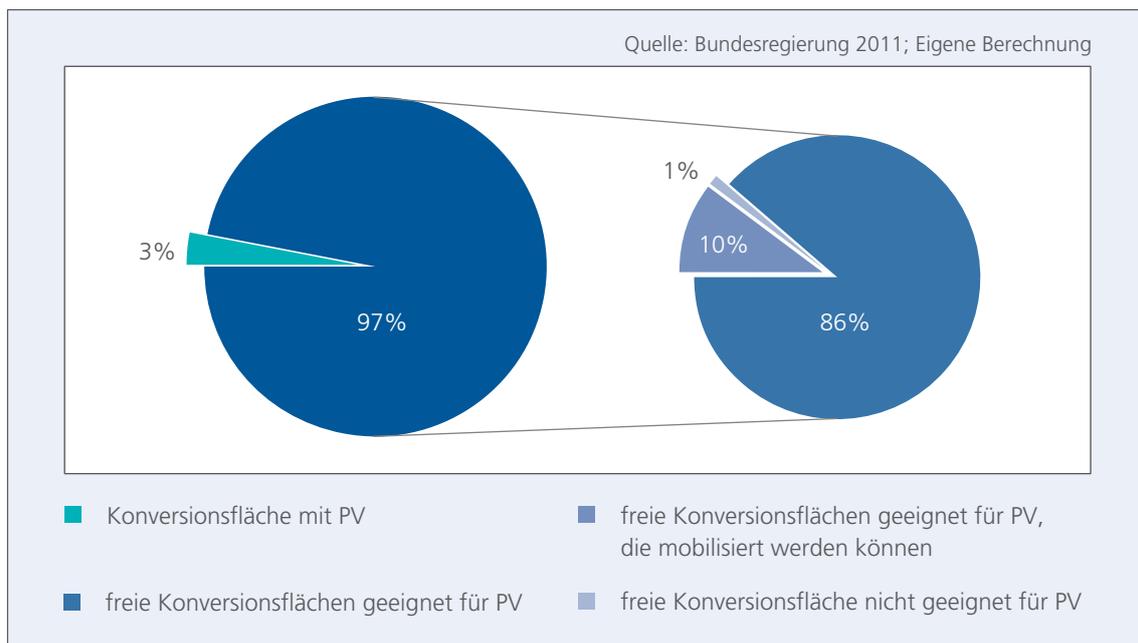


Laut Bundesregierung sind derzeit auf rund 7.800 Hektar Konversionsfläche PV-Freiflächenanlagen mit einer Leistung von ca. 2,4 GWp installiert. Theoretisch stünden noch weitere 230.000 Hektar (umgerechnet ca. 72 GWp) zur Verfügung.⁴ Analysen im Saarland haben ergeben, dass Schätzungsweise nur 10% der Konversionsflächen geeignet und davon wiederum nur 10% auch mobilisiert werden können.⁵ Demnach reduziert sich die verbleibende Fläche auf lediglich 2.300 Hektar. Dies entspricht nur rund 700 MWp. Dieses Bild spiegelt sich auch in Aussagen von Branchenteilnehmern wider, die von einem Sättigungsgrad von 90% der Fläche sprechen.

⁴ Vgl.: Becker Daniela / Einkhardt Sandra 2011

⁵ Vgl.: Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlandes 2011

Abbildung 4 - Konversionsflächen in Deutschland



In Deutschland sind insgesamt gut 9% der gesamten Bodenfläche von knapp 36 Mio. Hektar als Gewerbe- und Industrieflächen ausgewiesen.⁶ Eine detaillierte Aufschlüsselung nach Gebäude- und Freiflächen existiert derzeit nicht. Vor dem Hintergrund dieser Zahlen erscheint ein generelles Verbot für Freiflächenanlagen auf Ackerflächen nicht realistisch.

⁶ Statistisches Bundesamt 2011

4. Zukünftige Preisstellung von PV-Systemen – wo geht die Reise hin?



Zentrale Kennzahl zur Bewertung der zukünftigen Attraktivität der Photovoltaik in Deutschland – auch unabhängig einer möglichen Förderpolitik – ist die Entwicklung der Systempreise. Zur weiteren Analyse wurde dieser Systempreis in seine relevanten Komponenten zerlegt: Modul (Silizium), Modul (nicht Silizium bzw. Rest), Balance of System (BOS) sowie Entwicklung und Installation.

Bei der Analyse wurde bewusst eine Beschränkung auf die kristalline Technologie vorgenommen. Dies liegt im Wesentlichen in den folgenden Punkten begründet:

- » Unter den in Deutschland vorherrschenden natürlichen Bedingungen gibt es kaum Performance-Vorteile der Dünnschicht-Technologie hinsichtlich des Systemoutputs.
- » Trotz der grundsätzlichen Verfügbarkeit (siehe Kapitel 3.) muss Fläche in Deutschland als knappes und damit wertvolles Gut angesehen werden, da in der Regel verschiedene potentielle Nutzungsarten miteinander konkurrieren. Ein Umstand der beispielsweise in Wüstenregionen nicht zum Tragen kommt. Daher sollte ein angemessener Wirkungsgrad gegeben sein.
- » Derzeit kann kein Preisvorteil von Dünnschichtmodulen mit vergleichsweise hohen Wirkungsgraden (z.B. CIGS) gegenüber kristallinen Modulen festgestellt werden. Ob dieser in Zukunft erreicht werden wird ist fraglich.

Silizium

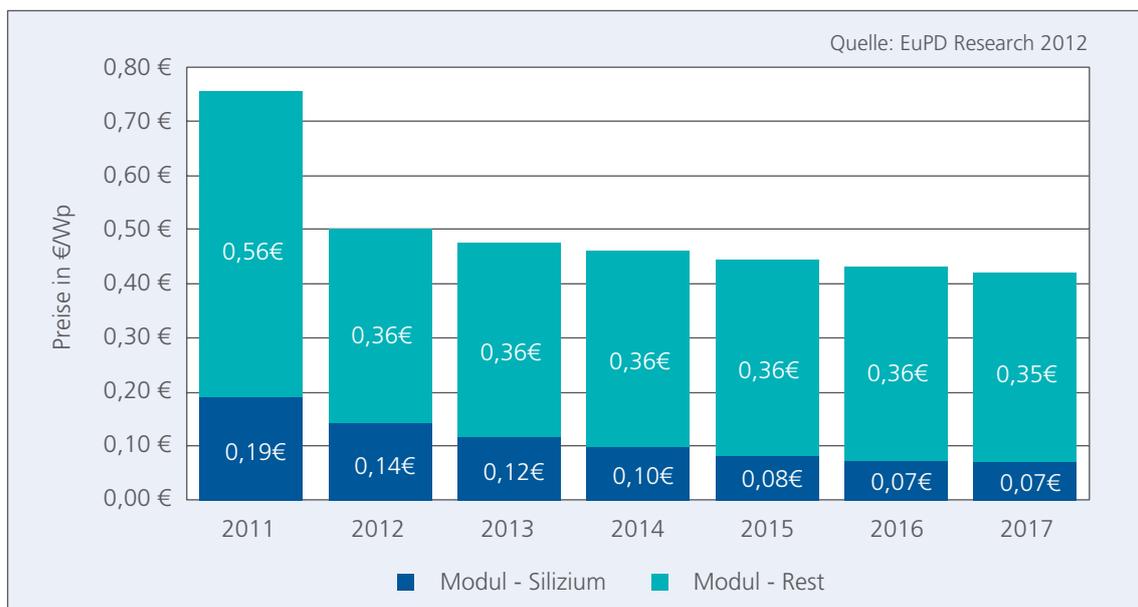
Die Herstellerangaben über derzeitige Siliziumkosten zeichnen kein eindeutiges Bild. Auf Basis weiterer Expertengespräche können jedoch durchschnittliche Herstellungskosten für 2011 von 26\$/kg als realistisch eingestuft werden. Unter der branchenüblichen Annahme eines Bedarfs von 7gr/Wp, eines Wechselkurses von 0,75€/€ sowie einer Marge von 40%⁷ ergibt sich für 2011 ein Preis von 0,19 €/Wp.

Während das weitere Kostensenkungspotenzial nur als moderat eingestuft werden kann (~7% CAGR 2011-2017), wird angenommen, dass der zukünftige Preisverfall des Siliziums auf ca. 0,07€/Wp vor allem aufgrund geringerer Margen der Hersteller ermöglicht werden wird. Hierbei wird insbesondere der zunehmende Wettbewerbsdruck zu einer Reduktion der Marge auf 10% in 2017 führen können.

⁷ Als Mittel der EBITDA Margen 2011 von REC Silicon (28%) und Wacker Polysilicon (51%).

Preisstellung von PV-Systemen

Abbildung 5 - Modulpreisentwicklung bis 2017



Module

Die Entwicklung der Modulpreise in Deutschland ist eng verzahnt mit der derzeitigen Förderdiskussion sowie den globalen Produktionskapazitäten. Die geplanten Kürzungen der Einspeisevergütungen resultieren in einem Zielsystempreis für Q3 2012 von ca. 1.00€ - 1.10€ pro Wp. Für den Modulpreis resultiert dies in Preisstellungen um 0,50€/Wp. Dieses Preisniveau kann bei den derzeitigen Herstellungskosten nicht realisiert werden.

Da jedoch davon auszugehen ist, dass ein kompletter Einbruch des deutschen PV-Marktes (7,5 – 8,0 GWp in 2011) nicht vollständig durch andere Ländermärkte kompensiert werden kann, wird sich die bereits in 2011 vorherrschende Situation des Überangebots weiter verschärfen. Die zu erwartende Konsequenz in 2012 seitens der Modulhersteller ist ein Verkauf unter den Herstellungskosten, der die bereits laufende Konsolidierungswelle weiter anfachen wird.

Die Konsolidierung wird Auswirkungen auf die Modulpreisentwicklung in den Folgejahren haben. Finanzstarke Hersteller, die überlebt haben, werden keinen weiteren Spielraum für Preissenkungen haben. Ziel muss zunächst sein, die Lücke zwischen Preis und Herstellungskosten auf Basis von Kosteneinsparungen zu schließen.

Erst wenn Modulhersteller in einem konsolidierten Branchenumfeld wieder in der Lage sind, Margen zu generieren wird es wieder Spielraum für weitere Preissenkungen geben. Dies wird unter den hier getroffenen Annahmen nicht vor 2015/2016 der Fall sein. Bei den folgenden Kalkulationen wird daher bis 2015 von konstanten Kosten im Bereich der Ingot/Wafer-, Zell- sowie Modulproduktion ausgegangen. Auch in der Folgezeit sind die jährlichen Kostenreduktionen von 1% bis 5% vergleichsweise niedrig.

BOS

Auch die Hersteller von BOS-Komponenten werden aufgrund der Marktsituation in 2012 überdurchschnittliche Preissenkungen in Kauf nehmen müssen. Wir gehen derzeit von rund 15% im Vergleich zu 2011 aus. Bei einigen BOS-Komponenten ist das weitere Kostensenkungspotenzial bereits weitestgehend ausgeschöpft. Hierzu zählen zum Beispiel die Verkabelung sowie die (Aluminium-)Unterkonstruktionen. Insgesamt wird sich der Preisverfall des Kostenblocks BOS daher in Zukunft verlangsamen. Wir nehmen eine durchschnittliche jährliche Reduktion von ca. 6% von 2012 bis 2017 an.

Entwicklung und Installation

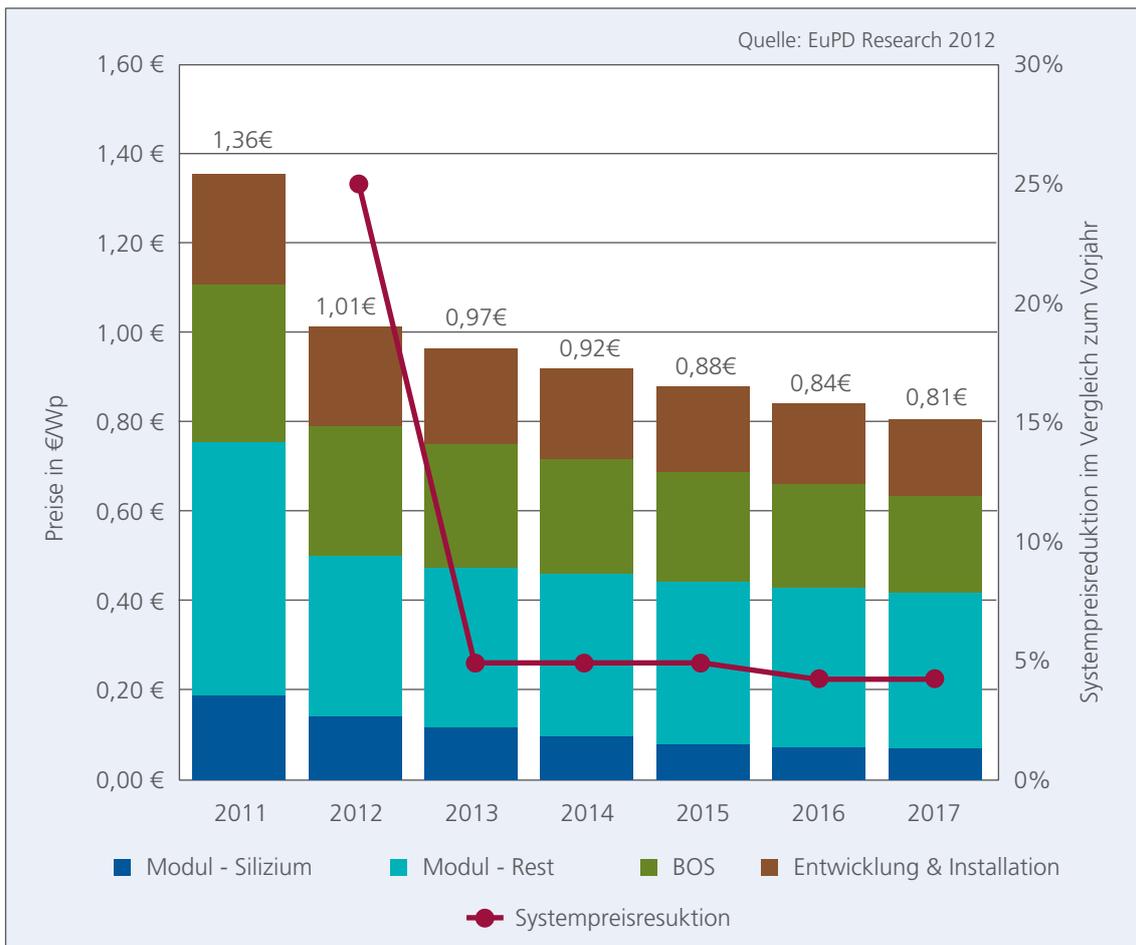
Ähnlich dem BOS-Kostenblock wird auch im Bereich der (Projekt-) Entwicklung und Installation in Zukunft nur eine moderate Kosten- bzw. Preissenkung realisiert werden können. Dies hängt zum Großteil mit den jeweiligen Arbeitskosten zusammen, deren tendenzieller Anstieg durch Effizienzgewinne in der Planung und Installation nur leicht überkompensiert werden wird.

Preisstellung von PV-Systemen

System

Fügt man die einzelnen Kostenblöcke zusammen, so werden bis 2017 Systempreise von 0,80€ pro Wattpeak erreicht. Dabei nimmt die prozentuale Preissenkung nach 2012 jedoch stark ab. Die durchschnittliche jährliche Systempreisreduktion im Zeitraum 2012 bis 2017 beträgt lediglich 5%. Die kalkulierten Preisstellungen sind dabei als Endjahressystempreis für PV-Freiflächenanlagen zu interpretieren.

Abbildung 6 - Systempreisentwicklung bis 2017



5. PV auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit – und damit zur attraktiven Alternative im Stromerzeugungsportfolio?

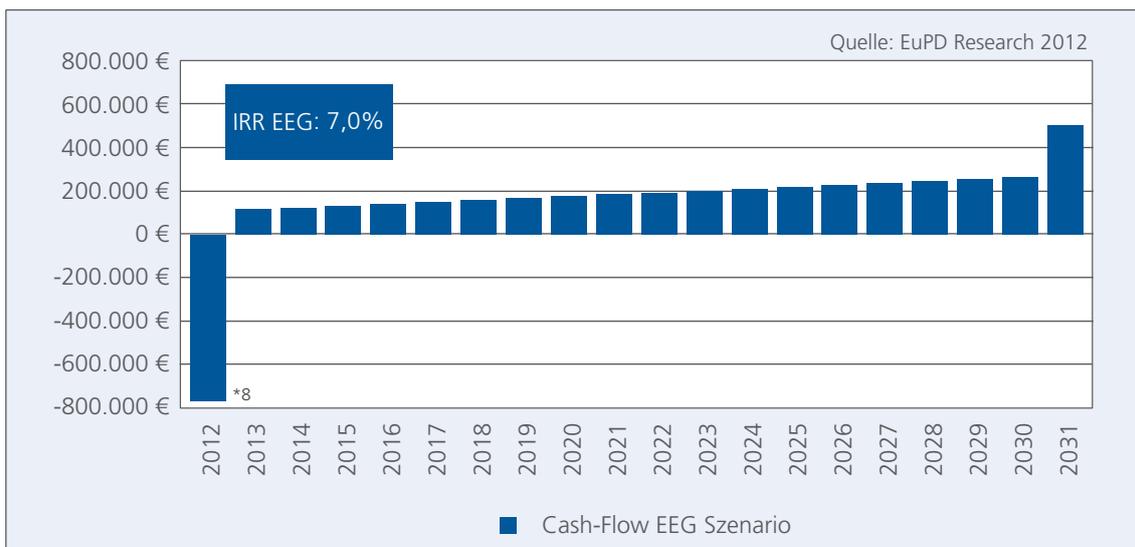


Um den wirtschaftlichen Betrieb eines Solarparks unter der Bedingung der ermittelten Systempreise zu analysieren, muss zunächst ermittelt werden, welche Stromgestehungskosten realisiert werden können. In einem von den Einspeisevergütungen unabhängigen Investitionsmodell müssen diese in das Verhältnis zu den jeweiligen Strompreisen (das heißt den potentiellen Erlösen) gesetzt werden, um in der Folge dann die Attraktivität unter Ausnutzung verschiedener (Markt-) Mechanismen bewerten zu können.

5.1. Klassische EEG Vergütung

Die Betrachtung der Cash-Flows sowie der entsprechenden IRRs zeigt: Bei den zu erwartenden Preisstellungen ist selbst die klassische EEG-Vergütung trotz der geplanten Sonderkürzungen weiterhin attraktiv.

Abbildung 7 - Cash-Flow und IRR im EEG-Szenario



Systemgröße:	5 MWp	Fremdkapitalzins:	5,0%
Systempreis:	1,048€/kWp	System output:	980 kWh/kWp
OpEx:	1,5%	Degradationsfaktor:	0,5%
EK-Anteil:	20%	Zeitpunkt Inbetriebnahme:	01.07.2012
Kreditlaufzeit:	18 Jahre	FiT:	0,131€/kWh
Disagio:	1%	FiT Zeitraum:	20 Jahre

Ein Investor erhält unter den dargestellten Annahmen (u.a. Inbetriebnahme der Anlage zum 01.07.2012 bei einer Einspeisevergütung von 13,1ct/kWh) eine Rendite von 7%.

8 Hinweis: Der Cash-Flow im Jahr 2012 setzt sich aus dem investierten Eigenkapital (-1,048 Mio. €) den Betriebskosten (-39.300€) sowie den Erträgen zusammen (+319.725€).

Wettbewerbsfähigkeit

5.2. Direktvermarktung mit EEG

Zur stärkeren Integration der erneuerbaren Energien in den Energiemarkt sieht das EEG neben der Einspeisevergütung auch die Möglichkeit der Direktvermarktung des erzeugten Solarstroms vor. Der Anlagenbetreiber hat dabei zwei Möglichkeiten:

Direktvermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs

Hintergrund bei der Direktvermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs ist die Befreiung (teilweise oder vollständig) des Energieversorgungsunternehmens (EVU) von der EEG-Umlage, sofern es mind. 50% der insgesamt gelieferten Strommenge aus EEG-Anlagen (Erneuerbare Energien i.A.) und gleichzeitig mindestens 20% Strom aus Wind- und/oder PV-Anlagen an Letztverbraucher liefert.

Bei der Nutzung des Grünstromprivilegs gibt es für den Anlagenbetreiber keine zusätzliche Zahlung seitens des Netzbetreibers, so dass der Anlagenbetreiber die Wirtschaftlichkeit allein durch den erzielten Stromverkaufspreis (gezahlt vom Händler) sicherstellen muss. Allerdings kann das Stromversorgungsunternehmen als Käufer (bzw. der Händler als Käufer), das die Voraussetzungen des Grünstromprivilegs erfüllt, eine Verringerung der EEG-Umlage (auf max. 2€ct/kWh) beanspruchen. Daher kann (zumindest theoretisch) ein höherer Stromeinkaufspreis an den Anlagenbetreiber gezahlt werden.

Da neben den oben genannten Bedingungen zusätzlich auch die folgenden erfüllt sein müssen, ist die Direktvermarktung über das Grünstromprivileg nahezu unmöglich:

- » Anrechnung der EEG Mengen auf 15 min Basis nur in Höhe des aggregierten Absatzes der Letztverbraucher
- » Alle Bedingungen müssen in 8 von 12 Monaten erfüllt werden
- » Keine Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte

Direktvermarktung im Rahmen des Marktprämienmodells

Mit der optionalen Marktprämie werden Anreize für eine bedarfsgerechte und marktorientierte Erzeugung in das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) integriert. Der Betreiber einer Anlage zur regenerativen Stromerzeugung kann monatlich entscheiden, ob er sich den Strom über das EEG vergüten lässt oder diesen Strom selbst an der Börse vermarktet bzw. vermarkten lässt.

Da die Anlagenbetreiber in den Regel nicht über die nötigen Voraussetzungen verfügen, um am Handel der Strombörse teilzunehmen, erfolgt die Vermarktung an der Strombörse in der Regel über einen Dienstleister oder Händler. Dieser bezahlt dem Anlagenbetreiber einen Betrag, der mindestens so hoch ist wie die gültige Einspeisevergütung, da dieser sonst keinen Anreiz für den Wechsel in das Direktvermarktungsmodell hätte. Der Dienstleister erhält neben dem an der Strombörse erzielten Verkaufserlös, die Differenz der gültigen Einspeisevergütung und dem monatlich neu ermittelten durchschnittlichen Strompreis für eingespeisten PV-Strom (sogenannter Referenzmarktwert) sowie eine fixe Managementprämie, die für die entstandenen Mehraufwände durch den Handel bzw. die Vermarktung entschädigen soll. Somit hat der Dienstleister zwei Möglichkeiten, weitere Erlöse im Vergleich zum reinen Vergütungsmodell zu erwirtschaften. Einerseits kann er durch geschicktes agieren an der Strombörse Verkaufserlöse erzielen, die über dem Referenzmarktwert liegen. Andererseits kann er die durch die Vermarktung entstandenen Zusatzkosten derart minimieren, dass sie unterhalb der gezahlten Managementprämie liegen. Letzteres wird in der Regel durch Skalen- bzw. Bündelungseffekte erreicht.

Mit abnehmender Höhe der Einspeisetarife steigt somit die Attraktivität des Marktprämienmodells, da die potentielle relative Erlössteigerung zunimmt.

Das Grünstromprivileg hat aufgrund der Modifikationen im EEG 2012 deutlich an Attraktivität eingebüßt. Letztlich kann es unter den derzeitigen Bedingungen nur bei einer bestimmten Portfoliostruktur aus Anlagen mit sehr konstanter Erzeugung und günstigen EEG Vergütungssätzen (Wasser, Grubengas, alte Windkraftanlagen) genutzt werden.

Die Marktprämie eröffnet hingegen auch dem Anlagenbetreiber von PV-Anlagen die Möglichkeit seine Rendite zu erhöhen. Innerhalb der ersten drei Monate seit Inkrafttreten des novellierten EEGs (01.01.2012) ist das Volumen der Anlagen, die vom Betreiber direkt vermarktet werden auf über 166 MWp angestiegen.⁹ Diese Entwicklung zeigt, dass die Marktprämie für den Anlagenbetreiber ein risikoarmes Instrument ist, um seine Rendite im Vergleich zum reinen Vergütungsmodell zu erhöhen.

⁹ Vgl.: EEG / KWKG 2012

Wettbewerbsfähigkeit

5.3. Direktvermarktung ohne EEG

Neben den Optionen im Rahmen des EEGs ermöglichen die errechneten Preisstellungen jedoch noch weitere Vermarktungsoptionen, die vollständig förderunabhängig sind. Mit anderen Worten: die Photovoltaik hat die Wettbewerbsfähigkeit – zumindest teilweise – erreicht. Dies eröffnet neue Optionen für Anlagenbetreiber, die in der Folge skizziert werden sollen.

Wie bei dem klassischen Vergütungsmodell, geht es auch bei der förderunabhängigen Vermarktung um einen Vergleich von Kosten der Stromerzeugung und Erlösen einer Stromvermarktung. Nur dort wo die (potentiellen) Erlöse über den (zu erwartenden) Kosten liegen, besteht auch ein nachhaltiges Geschäftsmodell. Aus diesem Grund soll zunächst auf die Kosten der Photovoltaik näher eingegangen werden – genauer gesagt die Stromgestehungskosten, das heißt die sogenannten „Levelized Costs of Electricity“ (LCOE).

LCOE – Stromgestehungskosten der PV

Die hier durchgeführte Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für die Investition und Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt.

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Betriebskosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital kann explizit über den Diskontierungsfaktor in die Analyse einfließen. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

Für die jährlichen Gesamtkosten gilt: Durch die Diskontierung aller Ausgaben und erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugspunkt wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet. Bei Photovoltaikanlagen wurde ein Austausch des Wechselrichters nicht berücksichtigt, da angenommen wurde, dass hierfür Rücklagen gebildet werden oder langfristige Garantieverträge bereits einkalkuliert sind. Restwert und Kosten für den Rückbau bzw. Abriss der Anlage werden als sich ausgleichende Maßnahmen betrachtet und deswegen in dieser Berechnung vernachlässigt.

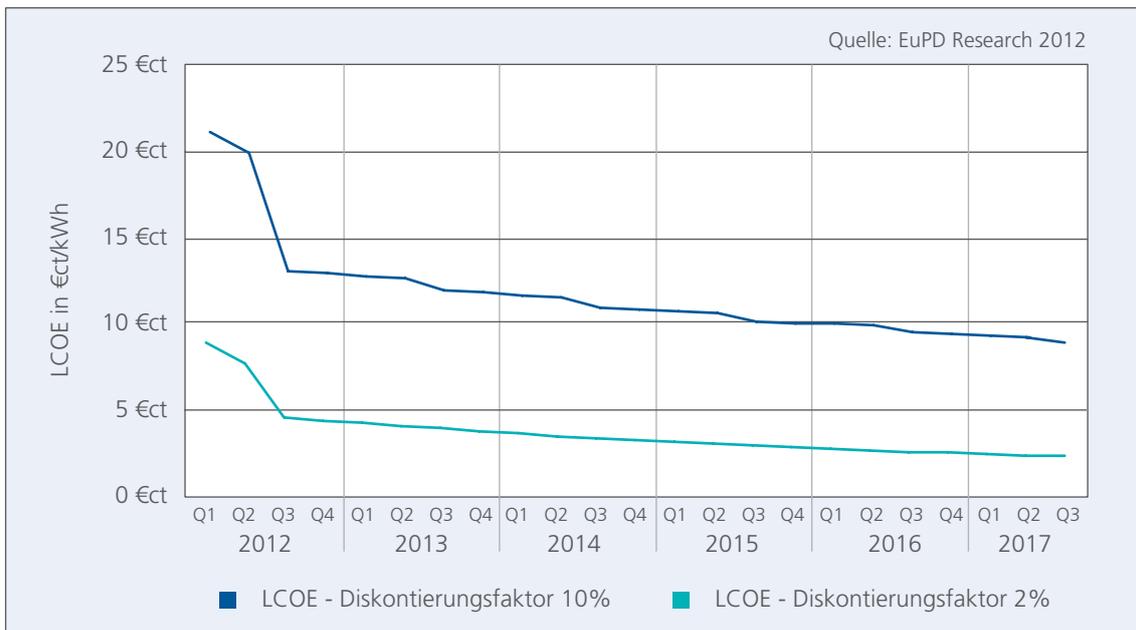
Annahmen	
Systemlaufzeit:	25 Jahre
OpEx:	1,5% der Investitionssumme
Diskontierungsfaktor:	10% (entspricht Renditeerwartung der Investoren)
Inflation:	2%
System Output:	980 kWh/kWp
Degradationsfaktor:	0,5%

Die Kosten inkl. Marge für Projektentwicklung und Errichtung sind im Systempreis bereits mit einem Anteil von ca. 7% berücksichtigt.

Abbildung 8 stellt die Stromgestehungskosten dar, die unter den getroffenen Annahmen, sowie der Einbeziehung von Rendite und Inflation, realisiert werden können. Dabei wird deutlich, dass die Wahl des Diskontierungsfaktors bei der Berechnung der Stromgestehungskosten einen signifikanten Einfluss hat. In der hier gewählten Kalkulation wurden zwei Fälle gegenübergestellt. Zum einen wurde eine Mindestverzinsung des Eigenkapitals potentieller Investoren als maßgebliche Orientierungsgröße gewählt – diese liegt annahmegemäß bei ca. 10%. Zum anderen wurde als Diskontierungsfaktor lediglich eine inflationsausgleichende Größe angesetzt (hier 2%).

Wettbewerbsfähigkeit

Abbildung 8 - Stromgestehungskosten von PV

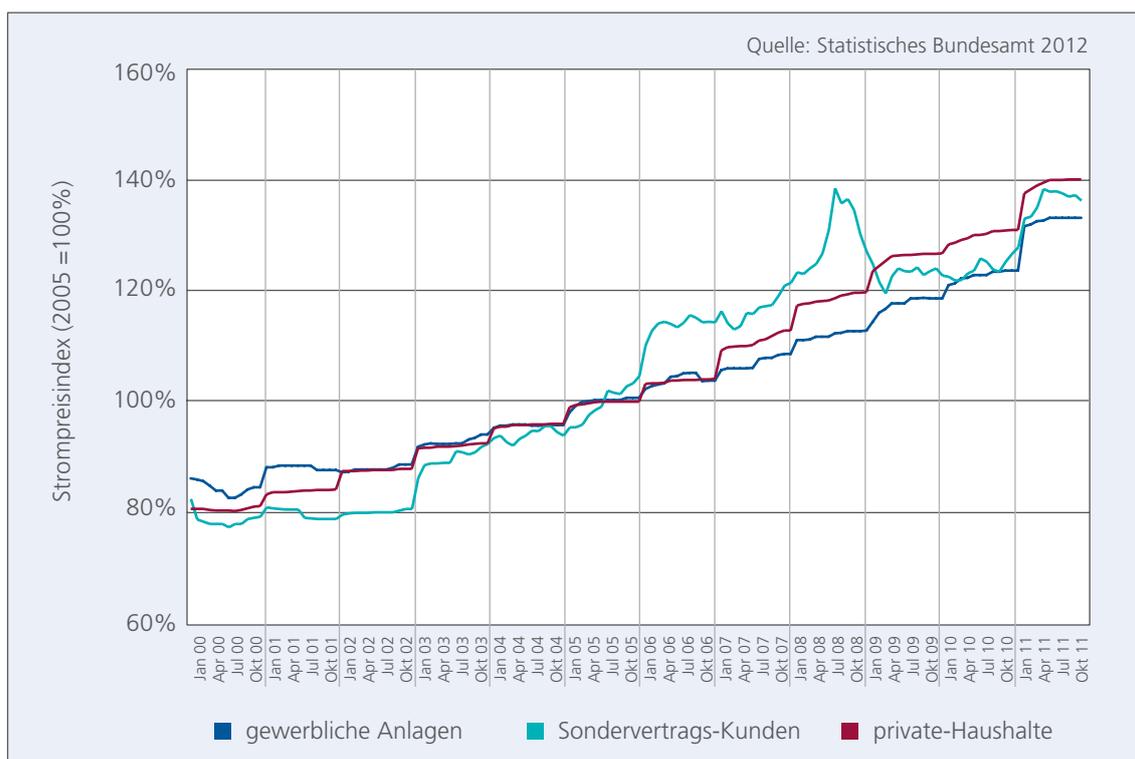


Die Darstellung zeigt, dass bei einem Diskontierungsfaktor von 2% bereits im Jahr 2012 Stromgestehungskosten realisiert werden können, die unter Berücksichtigung von Projektentwicklung und Errichtung der Anlage bereits auf dem derzeitigen Niveau von Großhandelspreisen sind. Diese Erkenntnis lässt einen zentralen Schluss zu: Unter den genannten Annahmen lässt sich Strom zu Kosten erzeugen, für die der Betreiber definitiv Abnehmer finden wird. Das wiederum bedeutet, dass sich das Projekt selbst im schlechtesten Fall ohne eine zusätzliche Rendite für den Betreiber selbst trägt.

Strompreise – die potentiellen Erlöse

Die Strompreise in Deutschland sind in den letzten Jahren und Jahrzehnten stark angestiegen. Dies hängt zum einen von gestiegenen Beschaffungskosten ab, zum anderen aber auch mit stark steigenden Abgaben, wie der Stromsteuer oder der EEG-Umlage.

Abbildung 9 - Strompreisentwicklung in Deutschland

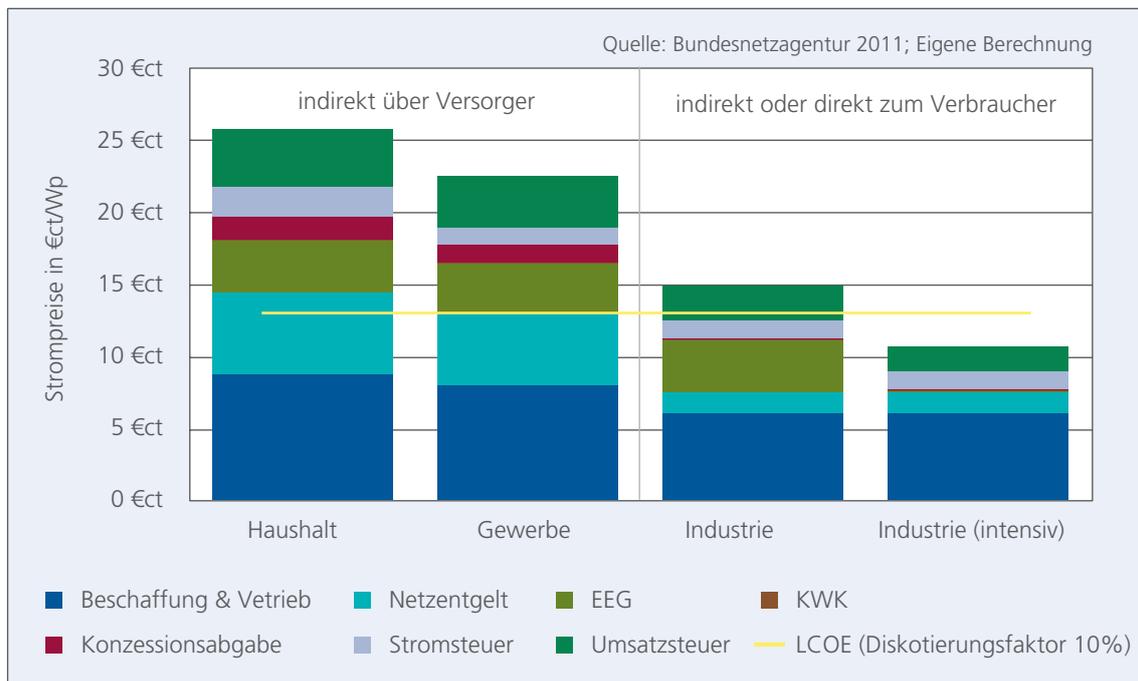


Für die Photovoltaik gilt: je höher der konventionelle Strompreis, desto besser, denn desto eher wird der aus PV-Anlagen erzeugte Strom auch eine ökonomisch sinnvolle Alternative für den Verbraucher. Am deutlichsten wird dies derzeit im privaten Aufdachsegment. Mit den jüngsten Kürzungen des Einspeisetarifs liegt die EEG-Vergütung pro Kilowattstunde unterhalb des regulären Haushaltsstrompreises. Damit steigt der Anreiz für den Verbraucher so viel Strom wie möglich selbst zu verbrauchen und nicht einzuspeisen.

Wettbewerbsfähigkeit

Der Vergleich von Stromgestehungskosten für eine 5 MWp PV-Freiflächenanlage und den jeweiligen Strompreisen nach Kundengruppen (Prognose für Q3 2012) zeigt: PV-Kraftwerke können bereits heute eine attraktive alternative Strombezugsquelle für Haushalte und Gewerbebetriebe sein – zumindest theoretisch. Die Einschränkung auf die Theorie liegt im Zugang zu diesen Endverbrauchern begründet. Diese erfolgt über den jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNB), dessen Strombeschaffungsprofil in der Regel dem eines Industriekunden entspricht. Der relevante Referenzstrompreis ist unter den gegebenen Bedingungen daher der Industriestrompreis.

Abbildung 10 - Übersicht der Strompreise in 2012¹⁰

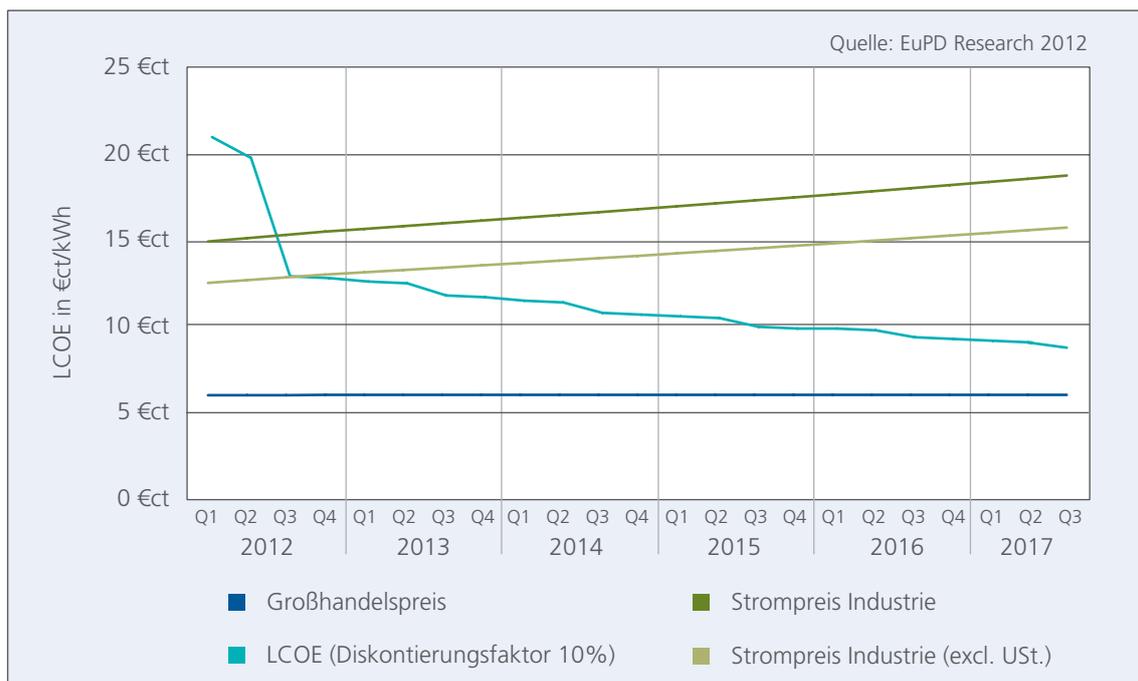


Der Vergleich mit dem Industriestrompreis ist aufgrund der Vielzahl an potentiellen Ausnahmeregelungen, wie beispielsweise der Befreiung von der EEG-Umlage oder die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs, äußerst komplex. Für die Verdeutlichung des großen Potentials, das die Photovoltaik auch in diesem Segment hat, genügt jedoch bereits eine Betrachtung auf abstrahiertem Niveau.

¹⁰ Daten basieren auf den Angaben der Bundesnetzagentur zum Stand April 2011. Steuern und Abgaben wurden – sofern nötig – mit Stand März 2012 aktualisiert.

Vergleicht man – wie in Abbildung 11 geschehen – die zukünftigen Stromgestehungskosten mit den zukünftig zu erwartenden Strompreisen für Industriekunden, so zeigt sich, dass Letztere voraussichtlich bereits im zweiten Halbjahr 2012 über den Stromgestehungskosten des PV-Parks liegen werden. In den Folgejahren ist davon auszugehen, dass der Kostenvorteil von PV weiter zunimmt – trotz Annahme konstanter Großhandelsstrompreise aufgrund des steigenden Anteils von EE-Strom.

Abbildung 11 - Vergleich von Strompreis und LCOE

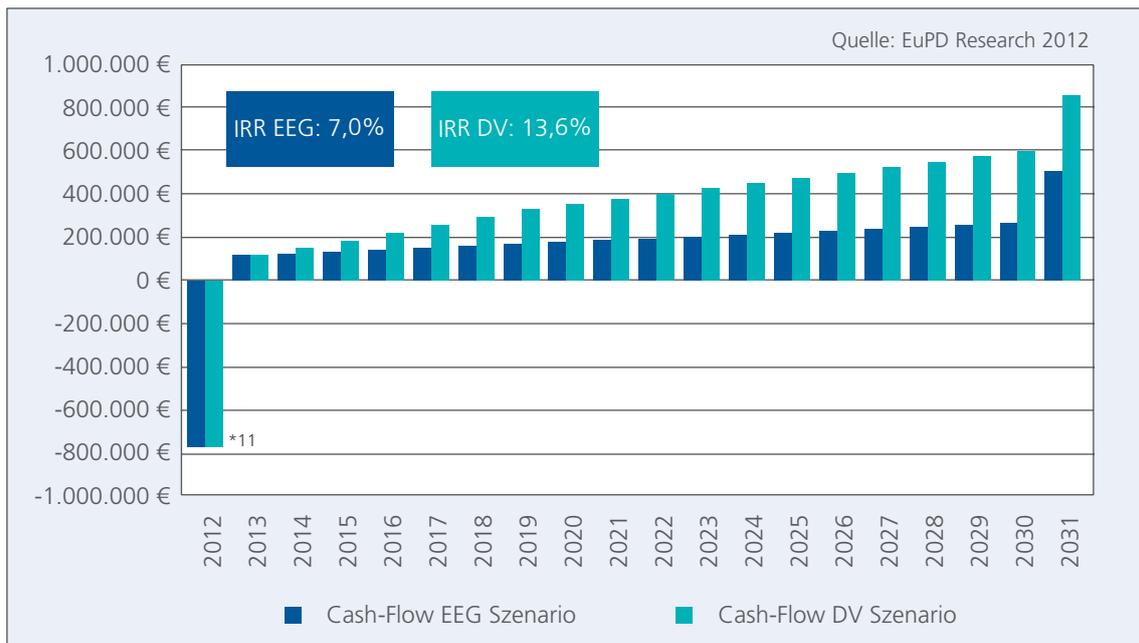


Diese Entwicklung eröffnet die Möglichkeit signifikanter Mehrerlöse im Vergleich zu den beiden bisher betrachteten Szenarien. Dies zeigt der Vergleich der Cash-Flow Betrachtung in Abbildung 12. Nimmt man an, dass der Anlagenbetreiber von der reinen EEG-Vergütung in die Direktvermarktung wechselt, sobald der Industriestrompreis (exkl. Umsatzsteuer) über dem geltenden Vergütungssatz liegt (hier 13,1 ct/kWh), so ist er in der Lage, seine Erträge bei gleichen Kosten deutlich zu erhöhen. Auf diese Weise kann der Anlagenbetreiber die Rendite seines eingesetzten Kapitals auf knapp 14% fast verdoppeln.

Wettbewerbsfähigkeit

Das hier dargestellte Szenario dient im Wesentlichen der Veranschaulichung. Eine tatsächliche Umsetzung in der Praxis steht bislang noch aus. Aufgrund der hohen Attraktivität für den Endverbraucher ist aber von einer sehr hohen Eintrittswahrscheinlichkeit einer solchen Entwicklung auszugehen. Der Informationsvermittlung wird dabei zukünftig eine wichtige Rolle zukommen – schließlich ist der Fakt, dass PV günstiger sein kann als herkömmlicher Strom ein Novum!

Abbildung 12 - Vergleich von Cash-Flow und IRR im EEG- und DV-Szenario



Systemgröße:	5 MWp	Fremdkapitalzins:	5,0%
Systempreis:	1,048€/kWp	System output:	980 kWh/kWp
OpEx:	1,5%	Degradationsfaktor:	0,5%
EK-Anteil:	20%	Zeitpunkt Inbetriebnahme:	01.07.2012
Kreditlaufzeit:	18 Jahre	FiT:	0,131€/kWh
Disagio:	1%	FiT Zeitraum:	20 Jahre

11 Hinweis: Der Cash-Flow im Jahr 2012 setzt sich aus dem investierten Eigenkapital (-1,048 Mio. €) den Betriebskosten (-39.300€) sowie den Erträgen zusammen (+319.725€).

5.4. Zukünftige Vermarktungsmöglichkeiten – Ein Fazit

Die Analyse hat gezeigt, dass der wirtschaftliche Betrieb von PV-Freiflächenanlagen in jedem Fall gewährleistet ist – selbst im „traditionellen“ Vergütungsmodell im Rahmen des EEGs. Veränderte regulatorische Rahmenbedingungen und sinkende Stromgestehungskosten haben aber dazu geführt, dass sich für PV-Anlagenbetreiber zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten ergeben. Diese erlauben es die Erlöse zu steigern, ohne dabei auf die „Rückfallposition“ des sicheren EEG-Vergütungsmodells verzichten zu müssen. Für die Zukunft gilt, diesen Meilenstein entsprechend zu kommunizieren. Sofern dies erfolgt, steht einer weiteren positiven Entwicklung der Photovoltaik – auch in der Zeit nach dem EEG – nichts mehr im Wege.

6. Verzeichnisse



Literaturverzeichnis

Becker Daniela / Einkhardt Sandra 2011: Die Nadel im Heuhaufen, in Photovoltaik – Das Magazin für Profis 07 / 2011: http://www.photovoltaik.eu/heftarchiv/artikel/beitrag/die-nadel-im-heuhaufen-_100005639/332/

BMU 2011a: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf

BMU 2011b: Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, Oktober 2011: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf

EEG / KWK-G 2012: Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG, 02.2012: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_2011_Stand_20120223.pdf

Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlandes 2011: Solarpotenzialanalyse für das Saarland, Februar 2011: http://www.saarland.de/dokumente/thema_energie/Endbericht_kurz_mitAnlagen.pdf

Statistisches Bundesamt 2011: Bodenfläche nach Nutzungsarten, 10.2011: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Flaechennutzung/Flaechennutzung.html>

Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BOS	Balance of System
CIGS	Copper indium gallium selenide
CAGR	Compound annual growth rate
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt
ha	Hektar
IRR	Internal rate of return
LCOE	Levelized Costs of Electricity
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
VNB	Verteilnetzbetreiber
Wp	Wattpeak

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1- Marktzyklen der Photovoltaik	5
Abbildung 2 - Zulässigkeit von PV-Freiflächenanlagen	11
Abbildung 3 – Landwirtschaftlich genutzte Flächen in Deutschland	12
Abbildung 4 - Konversionsflächen in Deutschland	13
Abbildung 5 - Modulpreisentwicklung bis 2017	16
Abbildung 6 - Systempreisentwicklung bis 2017	18
Abbildung 7 - Cash-Flow und IRR im EEG-Szenario	21
Abbildung 8 - Stromgestehungskosten von PV	26
Abbildung 9 - Strompreisentwicklung in Deutschland	27
Abbildung 10 - Übersicht der Strompreise	38
Abbildung 11 - Vergleich von Strompreis und LCOE	29
Abbildung 12 - Vergleich von Cash-Flow und IRR im EEG- und DV-Szenario	30

Bildverzeichnis*

fotolia.de sonne über den wolken © froxx	S. Cover
fotolia.de sky and a sun © Leonid Nyshko	S. 4
fotolia.de Solarpanels mit Himmel und Sonne © guukaa	S. 8
fotolia.de Solaranlagen unter der heissen Sonne © panthesja	S. 10
fotolia.de Solaranlagen © ChaotiC_PhotoGraphY	S. 14
fotolia.de Solarkraftwerk 02 © Kaubo	S. 20, 32

* Die Rechte an den Bildern in dieser Studie liegen bei den oben genannten Fotografen. Eine Verwendung des Bildmaterials außerhalb dieser Publikation ist nicht gestattet



| International Solar

EuPD Research

Adenauerallee 134 | 53113 Bonn | Telephone +49 (0) 228-971 43-0 | Fax +49 (0) 228-971 43-11
welcome@eupd-research.com | www.eupd-research.com