



Zusammenfassung der Studienergebnisse:

Wahrer Wert der Photovoltaik für Deutschland

Auftraggeber

Phoenix Solar AG

Hirschbergstr. 8
85254 Sulzemoos
Tel.: 08135 / 938 310
Fax : 08135 / 938 396
www.phoenixsolar.de

Auftragnehmer

A.T. Kearney GmbH

Kaistr. 16a
40221 Düsseldorf
Tel.: 0211 / 1377-0
Fax : 0211 / 1377-2999
www.atkearney.de

Autoren A.T. Kearney

Jochen Hauff
Hannes Lösch
Gunter Nickel
Jan Stenger
eMail: marcom@atkearney.com

Datum:

Editierte Fassung, 21. November 2010

Inhaltsverzeichnis:

	Seite
0. Vorwort zum Hintergrund und Ziel der Studie	3
1. Zusammenfassung der Hauptaussagen und Schlussfolgerungen	5
2. Wichtigste Ergebnisse der Analyse	9
2.1 Wert der Photovoltaik	9
2.2 Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik	16
2.3 Beitrag der PV zum Strukturwandel	17
3. Abgeleitete Handlungsbedarfe	20
4. Anhang mit Modellannahmen	23

0. Vorwort zum Hintergrund und Ziel der Studie

Die Installation von Photovoltaik (PV) -Anlagen wird in Deutschland seit dem Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Anlagenbetreiber dürfen ihren erzeugten Strom in das Stromnetz der Netzbetreiber einspeisen und erhalten von diesen eine gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung pro Kilowattstunde (kWh) über einen Zeitraum von 20 Jahren. Das inzwischen sehr große Interesse - vor allem von Privatleuten und Gewerbetreibenden an dieser dezentralen Erzeugung von Strom - hat zu einem Boom der Branche geführt. Die Kostenumlage, welche Stromkunden über die Strompreise decken, ist angestiegen. Dieser vielzitierte „Anstieg der Differenzkosten“ basiert teilweise auch auf dem Rückgang der zur Differenzkostenberechnung herangezogenen Größe der Börsenpreise an der Leipziger Strombörse EPEX. Letztere sind sowohl von konjunkturellen Nachfrageveränderungen, den Handelsstrategien der Energiehändler als auch vom Erfolg der Erneuerbaren selbst abhängig: je mehr EEG-Strom an die Börse kommt, desto niedriger die Börsenpreise („Merit-Order-Effekt“) und desto höher in der Folge die den Stromkunden in Rechnung gestellte EEG-Umlage. Diese komplexen Zusammenhänge sind in der öffentlichen Diskussion schwer vermittelbar und kommen meist zu kurz.

Studien belegen, dass die Stromkunden generell bereit sind, für die Förderung von erneuerbaren Energien einen Aufschlag zu zahlen¹. Über die Höhe der Gesamtbelastung wird jedoch zunehmend diskutiert. In der öffentlichen Debatte stehen sich dabei Sachargumente und Analysen, häufig aber auch Teilwahrheiten und interessengeprägte Aussagen aller beteiligten Seiten gegenüber.

Die vorliegende Zusammenfassung der Analyse „Wahrer Wert der Photovoltaik für Deutschland“ hat zum Ziel, einen fundierten Beitrag zur Diskussion um die Position der Photovoltaik im Energiemix und in der Gesellschaft zu leisten. Überprüft wurden darin die Kosten, die durch das EEG und die Systemintegration anfallen und der Nutzen, der durch einen gezielten Ausbau der dezentralen Stromerzeugung durch Photovoltaik für die Gesellschaft eintritt. Im Ergebnis soll damit ein wahrer Wert der Photovoltaik dargestellt werden.

In der Studie wurden zunächst die anfallenden Differenzkosten der Photovoltaik analysiert und Aussagen über deren Höhe auf Stichhaltigkeit überprüft. Kosten und Nutzen der Photovoltaik im Stromsystem wurden erstmals über einen Zeitraum analysiert, welcher der tatsächlich zu erwartenden Laufzeit von PV-Anlagen entspricht. Dabei wurden alle Anlagen berücksichtigt, die im Rahmen des EEG ab dem Jahr 2000 installiert wurden. Einbezogen wurden sowohl die Stromerträge nach Ablauf der EEG-Förderung als auch die Auswirkungen auf Netz- und Systemkosten zum netzseitigen Ausgleich der variablen Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen.

Ausgehend von der o. g. Analyse der Effekte im Stromsystem wird der Beitrag der PV zur Einsparung von Kohlendioxid (CO₂) sowie zu Steuereinnahmen aus Investitionen in PV-Anlagen quantifiziert. Damit wird

¹ TNS Emnid im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft BSW. Pressemitteilung BSW vom 13. Oktober 2010. Demnach sind 75% der Deutschen bereit bis zu 2 €/kWh für die Förderung der Solarenergie zu bezahlen.

ein umfassender, quantifizierter Kosten-Nutzen-Vergleich der gesellschaftlichen Investitionen in Photovoltaik in Deutschland vorgenommen.

Die vorgelegten Studienergebnisse werden Politikern, Energieexperten in Unternehmen, Instituten und Verbänden sowie weiteren interessierten Akteuren vorgestellt und sollen im Dialog mit ihnen weiter vertieft und geschärft werden. Insofern ist die Studie ein Gesprächsangebot. Sie soll Impuls zur Versachlichung einer emotional geführten Debatte sein, in der sich - so hoffen die Autoren - langfristig ausgerichtete und ganzheitliche Betrachtungsweisen durchsetzen werden.

Die Phoenix Solar AG, ein seit 1999 auf dem deutschen Markt aktives Photovoltaik-Systemhaus, hat die in energiewirtschaftlichen Themen erfahrene, strategische Unternehmensberatung A.T. Kearney mit der Erstellung der Studie beauftragt.

1. Zusammenfassung der Hauptaussagen und Schlussfolgerungen

Thema: Wert der Photovoltaik

Analysegegenstand: Prüfung der Berechnung des Photovoltaikanteils an den Differenzkosten auf Stichhaltigkeit und Analyse der Auswirkungen der seit dem 1. Januar 2010 geltenden Neuregelung der EEG-Strom-Vermarktung über die Leipziger Strombörse EPEX

Ergebnis: Die derzeitige Form der Differenzkostenberechnung reflektiert den wahren Wert von Photovoltaikstrom nicht adäquat. Bei einer angemessenen Berechnung könnte die Umlage für PV-Strom deutlich geringer ausfallen und würde 2011 cirka 1,38 €/kWh anstatt 1,67 €/kWh betragen.

- Die Vermarktung sämtlicher EEG-Strommengen über den Großhandelsmarkt führt zur Absenkung der Börsenpreise und damit zur Erhöhung der nach EEG auf Stromkunden überwälzten Differenzkosten. Zwar wird dem PV Strom aufgrund seiner Spitzen- und Mittellast-Charakteristik sachrichtig ein überdurchschnittlicher Erlös zugerechnet, jedoch ist die grundsätzliche Bewertung allein über den Großhandelspreis nicht angemessen.
- Die in diesem System erzielten Börsenpreise sind folglich kein geeigneter Maßstab für die Bewertung des PV-Stroms. Dieser sollte besser mit den Vollkosten neuer Spitzen- und Mittellastkraftwerke verglichen werden, da PV letztlich den Zubau solcher Anlagen ersetzt. Wird dies getan, so ergeben sich für das Jahr 2011 eine Umlage für PV die cirka 18 Prozent geringer ausfallen könnte als bei Bewertung im derzeitigen System. Im Jahr 2010 wäre die Umlage 12 Prozent geringer als tatsächlich veranschlagt.

➔ **Wichtigster Handlungsbedarf:** Der Vermarktungsmechanismus sollte korrigiert bzw. ergänzt werden, um eine adäquate Bewertung für die jeweils gelieferte Stromqualität sicherzustellen. Somit könnte die EEG-Umlage für Endverbraucher deutlich sinken und ein aussagekräftiger Vergleich zu konventionellen Energieträgern ermöglicht werden.

Analysegegenstand: Berechnung der Kosten und Nutzen der PV-Investitionen für Deutschland im Jahr 2010 und seit Bestehen des EEG

Ergebnis: Im Jahr 2010 wird in Deutschland die volkswirtschaftliche Gewinnschwelle für den Zubau von Photovoltaik erreicht, d. h. die im Jahr 2010 zugebauten Photovoltaik-Anlagen rechnen sich volkswirtschaftlich für Deutschland. Ende 2011 kann bei fortgesetztem Zubau die Gewinnschwelle für den gesamten Bestand der seit dem Jahr 2000 erbauten PV-Anlagen in Deutschland erreicht werden.

- Ab dem Jahr 2010 überwiegt der quantifizierte Nutzen für zusätzliche PV-Kapazität die Kosten: der Kosten-Nutzen Vergleich ist positiv. Dieses Ergebnis gilt für beide verwendeten Brennstoffkosten-Szenarien (Gas und Kohle) der Internationalen Energie Agentur (IEA). Jedes

zusätzliche Jahr, in dem neue PV-Kapazitäten gebaut werden, wird die Situation weiter verbessern bzw. den volkswirtschaftlichen Nutzen steigern.

- Im Jahr 2011 kann mit dem Erreichen der Gewinnschwelle für den gesamten durch das EEG geförderten Anlagenbestand seit dem Jahr 2000 gerechnet werden. In einem Szenario mit hohen Brennstoffpreisen beträgt die Rendite auf die Tarifzahlung nach EEG cirka vier Prozent. Bei der Annahme moderater Brennstoffkostenentwicklung wird die Gewinnschwelle – je nach Zubau - voraussichtlich ab 2012 erreicht.
 - Maßgeblichen Anteil an diesem positiven Effekt hat die Betrachtung der installierten PV-Anlagen über deren gesamte erwartete Laufzeit von 30-35 Jahren, d. h. weit über die Förderdauer von 20 Jahren hinaus. Außerdem wurden die Vermeidung von CO₂-Schadenskosten, sowie Steuereinnahmen durch die ausgelösten Investitionen in PV-Anlagen berücksichtigt. Abgezogen wurde der erwartete Zusatzaufwand für die Integration der variablen Stromerzeugung in das Energiesystem.
- ➔ **Wichtigster Handlungsbedarf:** Der Gesamteffekt der Netzintegration von Photovoltaikstrom (z. B. Kosten zur Vorhaltung von sogenannten „Schattenkraftwerken“, Reduktion von Netzverlusten durch dezentrale Einspeisung etc.) ist im Vergleich zum Gesamtnutzen durch Photovoltaik gering und kein Hinderungsgrund für den weiteren Ausbau. Die entstehenden Kosten sollten verursachungsgerecht der PV zugerechnet werden, wie auch umgekehrt die CO₂-Schäden verursachungsgerecht der konventionellen Erzeugung zugerechnet werden sollten.

Thema Wettbewerbsfähigkeit der PV

Analysegegenstand: Langfristige Preisentwicklung für PV-Strom unter deutschen Einstrahlungsbedingungen und Vergleich zu Strom aus Gas- bzw. Steinkohlekraftwerken.

Ergebnis: Die Photovoltaik wird in Deutschland innerhalb der nächsten fünf bis acht Jahre wettbewerbsfähigen Strom liefern können

- Unter Berücksichtigung der CO₂-Schadenskosten konventioneller Kraftwerke sowie der Vorhaltekosten von Schattenkraftwerken, kann Photovoltaikstrom zwischen 2015 und 2018 das Preisniveau konventioneller Mittel- oder Spitzenlast-Erzeugungspreise auf der Nieder- und Mittelspannungsebene (Gas und Steinkohle) erreichen. Bei Annahme des „höheren“ Brennstoffpreisszenarios erreicht die PV dieses Niveau um 2015, im Referenzszenario der IEA wird dies um das Jahr 2018 geschehen. Nach Erreichen der so definierten Wettbewerbsfähigkeit kann PV-Strom - ebenso wie konventionell erzeugter Strom - besteuert und durch Netzkosten beaufschlagt werden. Somit trägt PV-Strom zukünftig zum Netzerhalt sowie zur Finanzierung von Staat und Kommunen in gleichem Maße wie konventionell erzeugter Strom bei.

- ➔ **Wichtigster Handlungsbedarf:** Nur die verursachungsgerechte Berücksichtigung der CO₂-Schadenskosten konventioneller Energieträger bzw. der Systemintegrationskosten der PV ermöglicht einen realistischen Vergleich der Strompreise. Standardmethoden zur Berechnung dieser verursachungsgerechten Sicht sollten zwischen den handelnden Akteuren und Ministerien abgestimmt werden.
- ➔ Auch auf reine Erzeugungskosten bezogen kann PV in Deutschland langfristig wirtschaftlicher sein als konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke. Dies bestätigt, dass die Zukunft der PV nicht nur in den Sonnenstaaten der Erde, sondern auch in Deutschland liegt. Um die notwendigen Kostensenkungen erreichen zu können, muss der Zubau von PV weltweit auf hohem Niveau fortgeführt werden. Zudem muss die PV-Industrie erhebliche und zusätzliche Anstrengungen unternehmen, um die Kostensenkungspotenziale für Photovoltaiksysteme voll auszuschöpfen.

Thema: Beitrag der PV zum Strukturwandel

Analysegegenstand: Überblick zur Rolle der PV für den Strukturwandel im Energiesystem sowie als Bestandteil der deutschen Industrielandschaft

Ergebnis: PV beschleunigt den strukturellen Übergang in eine effiziente, intelligente Energiewelt mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung

- ➔ PV beschleunigt den Trend zur Dezentralisierung im Stromsystem und treibt Investitionen in intelligente Netzlösungen voran, in denen Stromerzeugung und Stromverbrauch effektiv aufeinander abgestimmt sind. PV ermöglicht somit Haushalten, Einzelinvestoren und Kommunen aktiv an diesem Strukturwandel zu partizipieren.
- ➔ PV ist ein wichtiger Bestandteil integrierter Energiesysteme und zukünftiger Anwendungsmöglichkeiten. Die starke Rolle der heimischen PV-Industrie trägt damit nachhaltig zu Deutschlands führender Rolle bei Innovationen und Exporten von hochwertigen Systemen und Anwendungen bei.
- ➔ PV bietet deutliche Vorteile für den Industriestandort Deutschland, die über die analysierten quantifizierten Nutzeneffekte hinausgehen. Sie bietet zudem einen Zusatznutzen hinsichtlich der Veränderung bestehender Strukturen im Energiesektor, was ein zusätzliches Argument für den fortgesetzten Ausbau der Photovoltaik in signifikantem Umfang in Deutschland liefert.

Die wichtigsten Annahmen in Kürze:

- Gas- und Kohlepreisentwicklungen wurden auf Basis der Annahmen der International Energy Agency aus dem Jahr 2009 herangezogen („reference scenario“ und „higher price scenario“)
- Annahmen der Kosten für CO₂-Zertifikate und CO₂-Schäden wurden von EWI, GWS und Prognos zum Energiekonzept der Bundesregierung sowie vom Bundesministerium für Umwelt (BMU) übernommen
- Kostensenkungspotenziale, Laufzeit und Degradation von PV-Anlagen wurden auf Basis der Expertise von Phoenix Solar, A. T. Kearney sowie diversen externen Interview-Partnern modelliert
- Annahmen zu Finanzierungsbedingungen, Zinssätzen, Inflationsraten wurden auf Basis historischer Werte konservativ geschätzt und wo nötig extrapoliert.

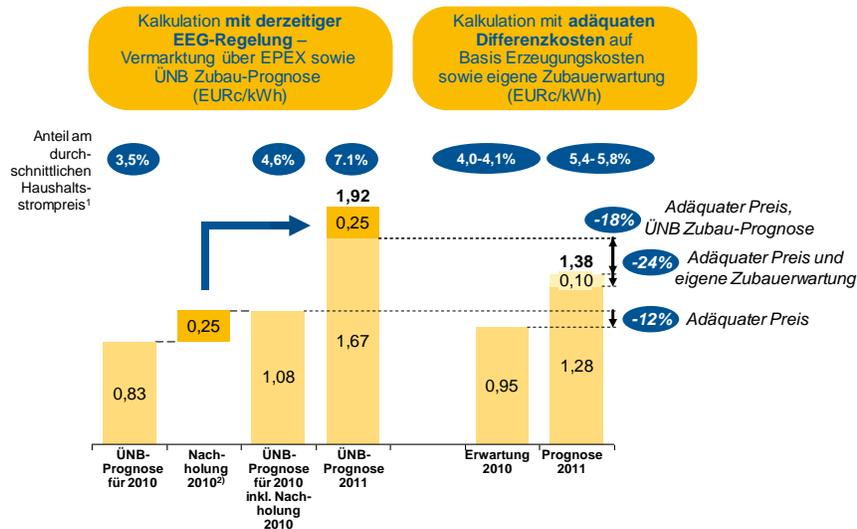
2. Wichtigste Ergebnisse der Analyse

2.1 Wert der PV

Die derzeitige Form der Differenzkostenberechnung reflektiert den wahren Wert von Photovoltaikstrom nicht adäquat. Bei einer angemessenen Berechnung könnte die Umlage für PV-Strom 2011 deutlich geringer ausfallen und würde cirka 1,38 €/kWh anstatt 1,67 €/kWh betragen.

Die Vermarktung sämtlicher EEG-Strommengen über den Großhandelsmarkt führt zur Absenkung der Börsenpreise und damit zur Erhöhung der nach EEG auf Stromkunden umgelegten Differenzkosten. Zwar wird dem PV Strom aufgrund seiner Spitzen- und Mittellast-Charakteristik sachrichtig ein überdurchschnittlicher Erlös von 120 Prozent des Durchschnitts zugerechnet, jedoch erscheint die grundsätzliche Bewertung allein über den Großhandelspreis aus unserer Sicht nicht angemessen: Neuinvestitionen in PV-Anlagen werden hier zu 100 Prozent über den Großhandelsmarkt vermarktet. Dahingegen wird Strom aus konventionellen Kapazitäten üblicherweise durch ein Portfolio aus kurz-, mittel- und langfristigen Verträgen vermarktet und nur teilweise und je nach Marktlage zum Börsenpreis verkauft. Insofern ist der Börsenpreis nur ein Bestandteil des tatsächlich vom Endkunden bezahlten Preises für die Stromerzeugung.

Die in diesem System erzielten Börsenpreise sind folglich kein geeigneter Maßstab für die Bewertung des PV-Stroms. Dieser sollte besser mit den Vollkosten neuer Spitzen- und Mittellastkraftwerke verglichen werden, da PV letztlich eine Alternative zum Zubau solcher Anlagen darstellt. Wird dies getan, so ergibt sich für das Jahr 2011 eine Umlage für PV die cirka 18 Prozent geringer ausfallen könnte als bei Bewertung im derzeitigen System. Legt man zudem noch die in dieser Studie vertretene Annahme von acht GW respektive sechs GW Zubau für 2010 bzw. 2011 zugrunde, ergibt sich gegenüber der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber ein weiteres Delta von sechs Prozentpunkten. Die Umlage beträgt dann 1,28 €/kWh, und ist damit um insgesamt 24 Prozent geringer als in der aktuellen Prognose.



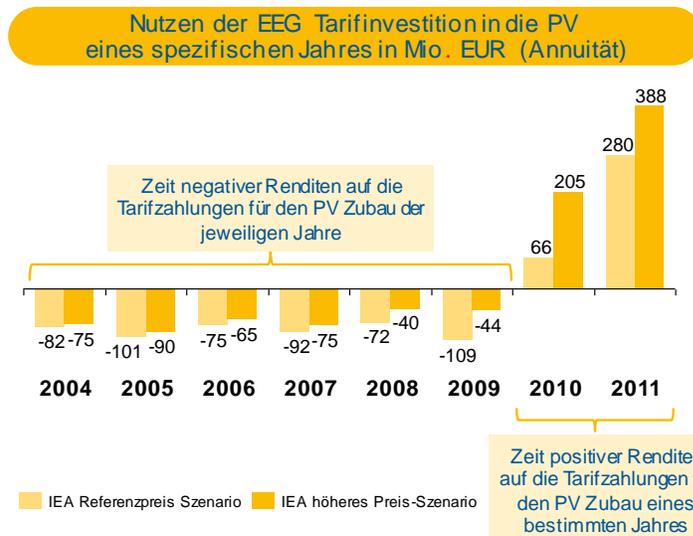
1) Basierend auf einem Haushaltsstrompreis von 23,7 EURc/kWh. Annahme eines Erzeugungsmixes exklusive der Grundlast und höherem IEA Szenario
 2) Nachholung für den Zeitraum 01.01.2010 – 30.09.2010 zum Ausgleich der Differenz zwischen Prognose und Tarifzahlungen
 Anmerkung: ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber Quelle: ÜNB: A.T. Kearney-Analyse

Abbildung 1: Mögliche Auswirkung einer adäquaten Bewertung des PV-Anteils an der EEG Umlage

Abbildung 1 verdeutlicht diesen Zusammenhang durch die Gegenüberstellung der Umlage-Kalkulation nach derzeitiger EEG-Regelung (links) und der Bewertung mittels eines gemischten Strompreises aus spitzen- und mittellastfähigen gas- und steinkohlebefeuerten Neuanlagen. Die im Jahr 2011 hohe ausgewiesene Summe von 1,92€/kWh kommt durch die notwendige Nacherstattung für den 2009 stark unterschätzten PV-Zubau zustande, welche den Aufschlag von 0,25 €/kWh verursacht.

Im Jahr 2010 wird in Deutschland die volkswirtschaftliche Gewinnschwelle für den Zubau von Photovoltaik erreicht, d. h. die im Jahr 2010 zugebauten Photovoltaik-Anlagen rechnen sich volkswirtschaftlich für Deutschland.

Ab dem Jahr 2010 ist der Netto-Rückfluss aus zusätzlicher PV-Kapazität für die Gesellschaft positiv. Über den gesamten Betrachtungszeitraum beträgt dieser 66 bzw. 205 Millionen Euro jährlich, je nach Szenario hinsichtlich der Preisentwicklung von Kohle und Gas (Abbildung 2). Im Jahr 2011 steigt der Netto-Rückfluss aus zusätzlicher PV-Kapazität auf 280 bzw. 388 Millionen Euro jährlich.



Anmerkung: Basiert auf einer Annuität von Zahlungen nach dem EEG und Nutzen in Mio. EUR. Diskontsatz: 2,0%. PV-Investitionen 2000 bis Ende 2011, Modulnutzungsdauer Baujahr 2000 bis 2007: 30 Jahre, Modulnutzungsdauer 2008-2011: 35 Jahre. Referenzpreis: Durchschnittlicher -Nieder-/Mittelspannungserzeugungspreis auf Konsumentenniveau bei Annahme eines konventionellen Erzeugungsmixes exkl. Grundlast. Zubau 2010: 8GW, Zubau 2011: 6GW. Quelle: A.T. Kearney-Analyse

Abbildung 2: Jährliche Rückflüsse aus den PV-Investitionen eines jeweiligen Jahres

Dieser Rechnung liegt die Annahme einer neuinstallierten Kapazität von acht Gigawatt (GW) im Jahr 2010 zugrunde. Diese liegt deutlich über den noch zu Mitte des Jahres publizierten Erwartungen von sechs GW², ist aber durch die aktuelle Marktentwicklung mit 5,4 GW registrierter Anlagen bis Ende September 2010 gerechtfertigt.³ Sollte die installierte Leistung noch über 8 GW hinausgehen, so wird der Rückfluss für 2010 noch höher ausfallen, da Anlagen, die im letzten Quartal installiert werden, zu den ab 1. Juli bzw. 1. Oktober 2010 erheblich abgesenkten Tarifen in die Berechnung eingehen.

Für das Jahr 2011 wurde ein Marktvolumen von sechs GW sowie eine planmäßige Absenkung der Einspeisetarife um 13 Prozent am 1. Januar 2011 angenommen. Wie in Abbildung 2 erkennbar, führt dies zu stark positiven Wertbeiträgen der 2011 installierten PV-Anlagen für die deutsche Volkswirtschaft. Auch über 2011 hinaus wird ein PV-Zubau bei degressiven Tarifzahlungen und sonst gleichen Annahmen den Beitrag weiter verbessern. Die Volkswirtschaft erhält somit ab 2010 den Rückfluss auf die seit dem Jahr 2000 über Einspeisetarife finanzierten Investitionen in die Markteinführung der Photovoltaik.

Ende 2011 kann bei fortgesetztem Zubau die Gewinnschwelle für den gesamten Bestand der seit dem Jahr 2000 erbauten PV-Anlagen in Deutschland erreicht werden.

Abbildung 3 weist eine positive Rendite von vier Prozent auf die Summe aller EEG-Zahlungen aus. Basis der Berechnung ist das IEA-Szenario⁴ mit hohen Gas- und Kohlepreisen. Der positive Wert bedeutet, dass

² Siehe Wenzel und Nitsch: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Juni 2010.

³ Registrierte Anlagen nach Datenmeldungen bei der Bundesnetzagentur, Stand 29. Oktober 2010.
www.bundesnetzagentur.de

⁴ International Energy Agency: World Energy Outlook 2009. Paris 2009.

die Rückflüsse aus den Jahren 2010 und 2011 bereits die Investitionen der Jahre 2000 bis 2009 überkompensieren – wenn bisher auch nur knapp.

Dieses Ergebnis ist vor allem auf den zu erwartenden hohen Zubau von jährlich acht bzw. sechs GW in den Jahren 2010 und 2011 zurückzuführen. Diese Volumina werden mit wesentlich geringeren Tarifen vergütet als die knapp zehn GW, die bis Ende des Jahres 2009 insgesamt installiert waren. Die bereits in Abbildung 2 dargestellten positiven Effekte der Jahre 2010 und 2011 gehen daher mit hohem Gewicht in das Gesamtergebnis für den Zeitraum 2000 bis 2011 ein. Im Fall geringerer Preissteigerungen bei Gas und Kohle (IEA-Referenzpreis-Szenario mit moderaten Gas- und Kohlepreisen) ist der Nettoeffekt mit minus fünf Prozent zwar noch leicht negativ, führt aber – je nach Zubau - voraussichtlich ab 2012 zu einer positiven Gesamtbilanz.

Wert der PV: Darstellung für installierte Kapazitäten 2000 bis 2011e

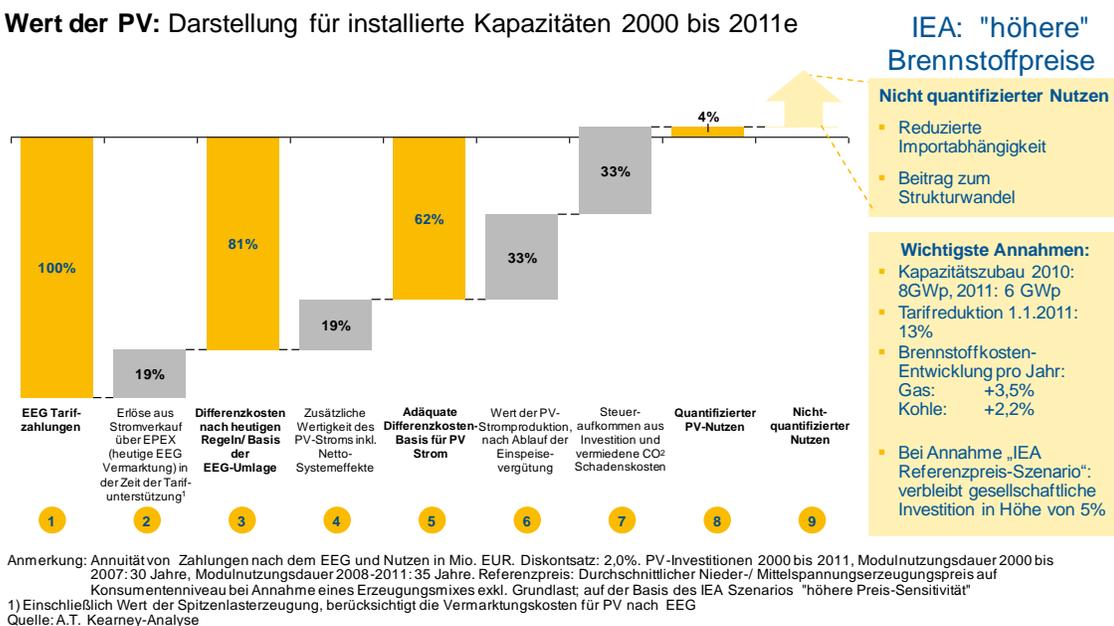


Abbildung 3: Gesamtdarstellung Wert der bis Ende 2011 installierten PV-Kapazität in Deutschland

Diese Ergebnisse stehen im starken Kontrast zum Tenor der derzeitigen Diskussion um die Förderung der Photovoltaik in Deutschland. Bisher wird hauptsächlich auf die reinen Kosten der PV fokussiert, bei denen üblicherweise auf die Differenzkosten nach der derzeitigen EEG-Definition abgestellt wird. Diese Kosten werden in Bezug zu den im Förderzeitraum von 20 Jahren erzeugten und mit Börsenpreisen bewerteten Strommengen gesetzt. Der Wert der CO₂-Reduktion wird in der Regel durch Zertifikatpreise ausgedrückt.⁵

⁵ Siehe z.B. die Aussagen zur PV von Frondel et al. in RWI (2009): Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies; Bode und Groscurth Arrhenius Institute August 2010: The Impact of PV on the German Power Market; Verbraucherzentrale Bundesverband 22. April 2010: Solarförderung treibt Strompreis in die Höhe oder Schulz in Spiegel Online vom 22. Juli 2010: „Rekordsommer treibt Stromkosten nach oben“

Die hier zur Diskussion gestellte Berechnung unterscheidet sich in wesentlichen Annahmen und wird im Folgenden entlang der in Abbildung 3 dargestellten Einzeleffekte erläutert.

- 1 Ausgangslage für die Berechnung ist die Summe aller Tarifzahlungen gemäß den jeweilig gültigen Einspeisetarifen für die in den Jahren 2000 bis 2011 installierten Anlagen (Tarifinvestition). Diese berücksichtigt den rund 20-21 jährigen Förderzeitraum je Anlage, d. h. alle von 2000 bis 2031 bezahlten bzw. noch zu bezahlenden Vergütungen. Dabei wird ein gewisser Leistungsabfall (Degradation) der Photovoltaikanlagen angenommen, was in einer Abnahme der absoluten Zahlungen im Zeitverlauf resultiert.
- 2 Gemäß derzeitigem EEG-Vermarktungsmechanismus werden die PV-spezifischen Erlöse aus dem Verkauf der EEG-Strommengen an der Strombörse (European Power Exchange –EPEX) durch die Übertragungsnetzbetreiber gegen gerechnet. Diese Vermarktung des gesamten PV-Stromes zu EPEX-Preisen bewertet den PV-Strom mit einem niedrigen Wert, der zumeist unter den Vollkosten der Erzeugung von Spitzen- und Mittellaststrom aus neuen Gas- oder Steinkohlekraftwerken liegt. **Somit wird PV-Strom an der Börse „unter Wert“ vermarktet.**⁶ Da PV-Strom vor allem Spitzen- und Mittellast auf Mittel- und Niederspannungsebene zur Verfügung stellt, erfolgt in dieser Studie der Vergleich mit einem je nach Spannungsebene adäquaten Mix aus Steinkohle-basierter Mittellast und Spitzenlast aus neuen Gaskraftwerken.
- 3 Die Summe der für EEG-Strom an Kraftwerksbetreiber geleisteten Zahlungen abzüglich des für EEG-Strom an der EPEX erzielte Einnahmen stellen die Differenzkosten dar. Diese Differenzkosten werden den Stromverbrauchern aktuell mittels EEG-Umlage überwält. Sie stehen im Mittelpunkt der politischen Debatte. **Durch den Verkauf des PV-Stroms unter Wert sind diese Kosten überhöht.** Zudem führt diese Form der Berechnung zu dem Paradoxon, dass bei hoher Sonneneinstrahlung und folglich steigender PV-Stromproduktion, die Börsenpreise kurzfristig sinken und die Differenzkosten wiederum steigen (Merit-Order-Effekt). **Letztlich bezahlen somit die Stromverbraucher über die EEG-Umlage die gesunkenen Einstandspreise der Energiehändler an der Börse.**
- 4 Der zusätzliche, durch die EPEX-Preise nicht belohnte Wert des PV-Stroms ergibt sich aus der Differenz zwischen den relevanten Stromgestehungsvollkosten für Mittel- und Spitzenlast und den erlösten Börsenpreisen. **Um zu einer adäquaten Bewertung der Photovoltaik im Stromhandel zu kommen, müsste dieser Wert den EPEX-Erlösen hinzu geschlagen werden.**
- 5 Die aus den obigen Annahmen resultierende Höhe der neuen - adäquaten - Differenzkosten würde es erlauben, die Umlage auf Haushalte zu senken. Außerdem würden bei einer direkten Berechnung auf Basis der adäquaten Referenzpreise für Steinkohle und Gas der Einfluss schwankender Börsenpreise und des Merit-Order-Effekts auf die Bewertung der PV und anderer erneuerbarer Energiequellen vermieden. Eine konkrete Empfehlung zur Umgestaltung der Mechanismen war nicht Ziel dieser Studie und bedarf weiterer Analyse.

⁶ Zu ähnlichen Ergebnissen gelangten bereits Braun et al.: „Wertigkeit von PV Strom, ISET 2008; bzw. Stellungnahme des Bundes der Energieverbraucher zum EEG Erfahrungsbericht vom 27. September 2010

- 6 Nach Ablauf der Förderung durch Einspeisetarife werden PV-Anlagen nicht zwangsläufig vom Netz genommen. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass PV-Anlagen über die technische Lebensdauer von 30 bis 35 Jahren Strom produzieren, der vermarktet werden kann. Entsprechend ergeben sich für die Zukunft noch erhebliche, langfristige Rückflüsse aus dem weiteren Betrieb abgeschriebener PV-Anlagen.
- 7 Steuereinnahmen und vermiedene CO₂-Schäden bilden Rückflüsse, die dem Staat beziehungsweise der Gesellschaft direkt zukommen. In dieser Arbeit sind lediglich Steuereinnahmen berücksichtigt, die durch die Anfangsinvestition in die Anlage und deren Installation, also kurzfristig bzw. leicht zeitversetzt, angefallen sind. Die vermiedenen CO₂-Schadenskosten stellen die Differenz zwischen den in den konventionellen Erzeugungspreisen enthaltenen CO₂-Zertifikatpreisen und der vom BMU als bester Schätzwert für CO₂-Schadenskosten von 70 Euro pro Tonne dar.⁷
- 8 Der aus den oben beschriebenen Annahmen resultierende quantifizierte PV-Nutzen fasst das Gesamtergebnis zusammen. Der Gesamtwert der modellierten Rückflüsse ist hier letztlich höher als die Tarifinvestition im Laufe der ersten 20 Jahre. Die Darstellung eines Nutzens von knapp vier Prozent ist über die Länge des Betrachtungszeitraums von bis zu 46 Jahren mit allen verbundenen Unsicherheiten keine exakte Prognose. Vielmehr kommt zum Ausdruck, dass in einer umfassenden und langfristigen Betrachtung die Gesellschaft eben nicht nur durch Differenzkosten nach EEG belastet wird, sondern Rückflüsse in erheblicher Größenordnung zu erwarten hat. Setzt man den Zubau der Photovoltaik nach 2011 zu weiterhin degressiven Tarifen fort, ist es sehr wahrscheinlich, dass es im Jahr 2012 auch unter Annahme eines moderaten Brennstoffkosten-Szenarios zu einer positiven Gesamtrendite der PV Investition für Deutschland kommt.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist allerdings darauf hinzuweisen, dass diese Betrachtung von Verteilungsfragen abstrahiert. D. h. es sind weiterhin politische Entscheidungen darüber notwendig, welche gesellschaftliche Gruppe in welchem Maß von dem ausgewiesenen Nutzenpotenzial der PV profitiert. Dies betrifft insbesondere die erheblichen Rückflüsse aus dem Weiterbetrieb abgeschriebener PV-Anlagen bis zum Ende der Laufzeit.

- 9 Zu den in monetären Einheiten ausgedrückten Effekten kommen noch weitere, hier nicht quantifizierte, für die Volkswirtschaft positive, Effekte der PV hinzu. So sinkt mit zunehmendem PV-Anteil die Abhängigkeit Deutschlands von Gas- und Kohleimporten und damit die langfristige Anfälligkeit für politische Risiken in Erzeugerländern. Gleichzeitig wird die Innovationskraft Deutschlands gesteigert, da ein starker PV-Markt auch zur Entwicklung innovativer, integrierter Ansätze der PV, sowie zur Stärkung des Forschungsstandorts Deutschland beiträgt. Dies sichert Exportchancen für in Deutschland ansässige Unternehmen auf dem globalen PV-Markt. Wichtig in der politischen Debatte ist zudem der Aspekt des Strukturwandels in der Energieversorgung. Erklärte politische Ziele sind die Bewegung hin zu mehr Dezentralität und Intelligenz auf

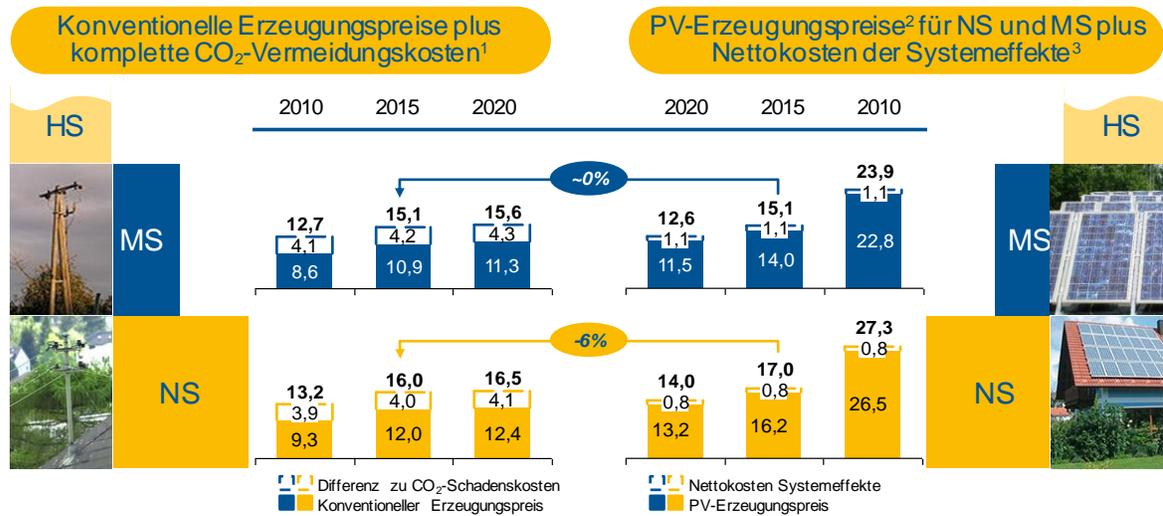
⁷ BMU 2010: Erneuerbare Energien in Zahlen, S. 33.

Verbraucher- und Netzseite. Hier spielt die PV aufgrund Ihrer sehr vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten vom großen Solarkraftwerk bis zur privaten Hausdachanlage die Rolle eines Beschleunigers. Diese Aussage wird in Abschnitt 2.3 noch weiter hinterlegt.

2.2 Wettbewerbsfähigkeit der PV

Innerhalb der nächsten fünf bis acht Jahre werden Photovoltaikanlagen in Deutschland wettbewerbsfähigen Strom im Vergleich zur Erzeugung aus Gas und Steinkohle liefern können. PV kann, wie in Abbildung 3 dargestellt, konventionelle Erzeugungspreise für Mittel- oder Spitzenlaststrom auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zwischen 2015 und 2018 erreichen. Diese gilt, wenn sowohl die CO₂-Schadenskosten konventioneller Kraftwerke als auch die Nettokosten der Systemintegration (z.B. die Bereitstellung von Schattenkraftwerken zum Ausgleich der Variabilität des PV-Stromes) berücksichtigt werden.

Wettbewerbsfähigkeit: Konventionelle vs. PV-Erzeugungspreise in Deutschland (Reale Preise in 2010, EURc/kWh)



- 1) Differenz zwischen CO₂-Schadenskosten (EUR 70/t) und den CO₂-Zertifikatspreisen, die bereits in der konventionellen Erzeugung eingepreist sind. Brennstoffkosten Kohle und Gas gemäß höherem IEA Szenario
 - 2) Berechnet auf Basis von CIGS-Technologie bei Installation in Süddeutschland mit einer Herstellerertragsmarge von 20%, auf Niederspannungsebene (NS): 3kW Dachanlage mit WACC 4,4%, auf Mittelspannungsebene (MS): 2,5 MW Freiland-Anlage mit WACC 6,5%
 - 3) Nettokosten Systemeffekte: vermiedene Netzverluste, vermiedene O&M Kosten auf HS Ebene sowie Beitrag zur Netzstabilisierung durch Blindleistungsbereitstellung abzüglich Kosten für Schattenkraftwerke und Ausgleichsenergie zum Ausgleich variabler PV Einspeisung.
- Quelle: A.T. Kearney-Analyse

Abbildung 4: Vergleich konventioneller Erzeugungspreise mit PV-Erzeugungspreisen

Die Diskussion um die Wettbewerbsfähigkeit der PV ist seit langem durch das Konzept der Netzparität geprägt. Darin werden die Kosten der Erzeugung aus PV mit den durchschnittlichen Bruttostrompreisen von Endkunden verglichen. Bei einer Netzparität lägen also die Kosten für Strom vom eigenen Dach auf Höhe der Verbraucherpreise. Das Erreichen der Netzparität ist sicherlich ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik. In der energiewirtschaftlichen Betrachtung bleiben jedoch Fragen nach der Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie nach einem Beitrag zum Steueraufkommen zur Finanzierung anderer gesellschaftlicher Aufgaben offen.

Die vorgelegte Studie geht aus diesen Gründen einen anderen Weg. **Die Definition der Wettbewerbsfähigkeit von PV wird hier auf Erzeugungskostenniveau bezogen.** Die getroffenen

Aussagen gelten also vor Steuern und fixen Netzkosten. **Die PV kann nach Erreichen der so definierten Wettbewerbsfähigkeit ebenso wie konventionelle Erzeugung besteuert und durch Netzkosten beaufschlagt werden.**

Für eine realistische Betrachtung werden sowohl auf PV- wie auch auf konventioneller Seite Neuanlagen über deren gesamte Betriebsdauer miteinander verglichen. Da PV-Strom vor allem Spitzen- und Mittellast auf Mittel- und Niederspannungsebene zur Verfügung stellt, erfolgt der Vergleich mit einem je nach Spannungsebene adäquaten Mix auf Steinkohle basierender Mittellast und Spitzenlast aus Gaskraftwerken.

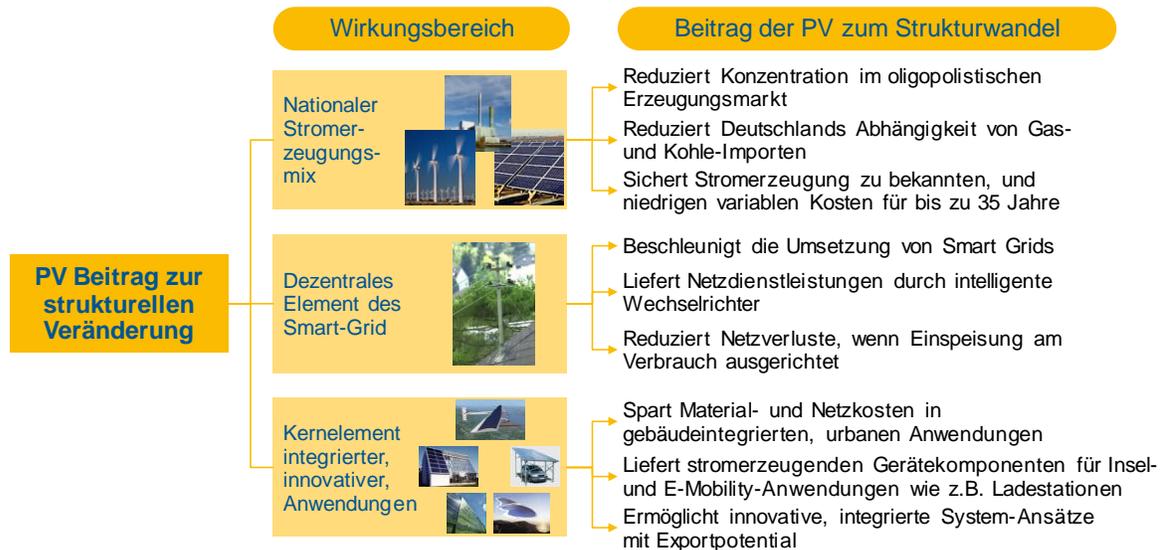
Neben den reinen betriebswirtschaftlichen Gestehungskosten wurden verursachungsgerechte Aufschläge von System- bzw. Umweltkosten für die jeweiligen Technologien vorgenommen. So ist in Abbildung 4 auf konventioneller Seite (links in der Grafik) neben den im Erzeugungspreis implizit enthaltenen CO₂-Zertifikatkosten zudem die Differenz zu den Schadenskosten der CO₂-Emissionen von 70 EUR/t enthalten. Diese Schadenskosten werden auch vom BMU festgestellt und zur Bewertung verwendet. Auf Seiten der PV (rechts in der Grafik) ist der Nettoeffekt aus verschiedenen Systemeffekten, wie z. B. vermiedene Netzverluste durch dezentrale Einspeisung, Bereitstellung von Netzdienstleistungen, sowie die notwendigen Investitionen in Schattenkraftwerke zum Ausgleich der Variabilität von PV-Strom eingeflossen. Die jeweiligen Annahmen entsprechen den in Abschnitt 2.1 dargestellten Annahmen zur Feststellung des Wertbeitrags der PV und werden im Anhang weiter detailliert.

2.3 Beitrag der PV zum Strukturwandel

Zusätzlich zu den quantifizierten Effekten der Photovoltaik, die der Schwerpunkt dieser Studie sind, trägt die PV-Förderung auch zu einem politisch und gesellschaftlich gewollten Strukturwandel in der deutschen Energieversorgung bei.⁸ Der Beitrag der PV lässt sich entlang den in Abbildung 5 dargestellten Wirkungsbereichen gliedern.

⁸ Vergleiche z.B. das Integrierte Klima- und Umweltprogramm der Bundesregierung vom Dezember 2007; den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung vom August 2009; Beitrag Deutsche Welle vom 6. September 2010: Bundesregierung drängt auf Smart Grids; Pressemitteilung BMWi, 13. September 2010: Brüderle setzt auf zukunftsfähige Energiesysteme; Bundesumweltminister Röttgen in der FAZ 2. Dezember 2009: „Deutschland ist Technologieführer bei Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz. Unser klares Bekenntnis zum Klimaschutz erhöht unsere Chancen im internationalen Wettbewerb, gibt dem dringend notwendigen Strukturwandel in der Energiewirtschaft endlich Schwung [...]“.

Strukturwandel: Beitrag der PV zu strukturellen Veränderungen



Quelle: A.T. Kearney

Abbildung 5: Beitrag der PV zu strukturellen Veränderungen

Im Bereich des **deutschen Stromerzeugungsmixes**, trägt die PV direkt zur Reduktion der Marktkonzentration bei. Keine andere Technologie der Stromerzeugung weist niedrigere risikoarme Eintrittsbarrieren auf. Dabei reicht die Spannweite der neuen Stromanbieter vom Privathaushalt über den Gewerbebetrieb bis hin zu Finanzinvestoren und kommunalen Stadtwerken. Zugleich reduziert die PV-Stromerzeugung Deutschlands Abhängigkeit von Kohle- und Gasimporten. Derzeit ist dieser Effekt noch relativ gering. Er kann aber bei zügigem Ausbau der PV deutlich ansteigen. Ein weiterer, wenn auch schwer zu quantifizierender, Vorteil liegt in den bekannten niedrigen variablen Kosten der Stromerzeugung durch Photovoltaik. Einmal gebaut, lässt sich das PV-Kraftwerk sehr kostengünstig betreiben. Photovoltaik bildet damit eine langfristige Absicherung gegenüber den unter Umständen stark variierenden Kosten für Kohle oder Gas, die importiert werden müssen.

Als **dezentrales Element des „Smart Grid“** ist PV ein wesentlicher Treiber für den Ausbau lokaler Netze mit intelligenter Steuerungstechnik. Damit treibt auch die Photovoltaik einen Umbau voran, der letztlich nicht nur ihr selbst nützt. Sie schafft auch Voraussetzungen für die politisch gewollte Entwicklung dezentraler Erzeugung und Energiemanagement der Verbraucher, z. B. im Rahmen von E-Mobilitätsinitiativen. Der PV-Wechselrichter, ein wesentliches Bauteil in einer PV-Anlage, nimmt dabei eine zentrale Rolle als Schalt- oder Datenzentrale ein. Durch inzwischen vorgeschriebene Funktionalitäten z. B. im Bereich der Blindleistungsbereitstellung, können Wechselrichter einen Teil der Intelligenz zu den sogenannten „Smart Grids“ beitragen. Durch eine verbrauchsnahe Erzeugung kann PV letztlich zu geringeren Durchleitungen und damit auch zu vermiedenen Netzverlusten führen. Dies ist jedoch nicht automatisch der Fall. Es erfordert eine **möglichst gleichmäßige räumliche und zeitliche**

Verteilung der PV-Erzeugung und eine Anpassung von Verbrauchsprofilen, z. B. durch Verhaltensänderung oder dezentrale Speicherung.

Neben seiner Rolle in der Erzeugungslandschaft, ist die PV auch ein ***Kernelement integrierter, innovativer Anwendungen*** für zahlreiche Produkte und Systeme in Deutschland. So sind integrierte PV-Anwendungen im Bereich der Gebäudetechnik ein wesentliches Element in der Entwicklung von Positiv-Energie-Gebäuden, also Gebäuden, die mehr Energie erzeugen als sie verbrauchen. Auch im Bereich der Mobilität erzeugen PV-Anlagen auf Carports oder Parkhäusern Strom für die Ladestationen von Elektrofahrzeugen. Heute schon Standard sind Kleinanwendungen auf Parkscheinautomaten, Beleuchtungseinrichtungen auf LED-Basis über Straßenschildern und ähnlichem. Diese Anwendungen operieren unabhängig vom Stromnetz. Damit wird deutlich, dass die PV nicht nur als Kraftwerkstechnologie wichtig ist, sondern auch als innovative Komponente zahlreicher Produkte mit denen Deutschland weltweit als Innovations- und Exportführer erfolgreich ist.

3. Abgeleitete Handlungsbedarfe

Keine der in den vorangegangenen Abschnitten dargestellten positiven Entwicklungen wird ohne gezieltes Handeln der beteiligten Akteure geschehen. Um das Potenzial der Photovoltaik in Deutschland voll auszuschöpfen ist es notwendig, aktiv einen Paradigmenwechsel in mehreren Bereichen herbei zu führen.⁹

Abbildung 6 stellt die wesentlichen Handlungsnotwendigkeiten entlang den in der Studie diskutierten Themen dar und differenziert zugleich nach den wichtigsten Akteuren. In den folgenden Erläuterungen werden auch solche Handlungsbedarfe genannt, welche über die in dieser Zusammenfassung vorgestellten analytischen Ergebnisse hinausgehen. Diese sind als zusätzlicher Beitrag zur Diskussion gemeint.

	Politisch/ rechtlicher Rahmen	Energie- markt	PV Industrie
Wert der PV	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung der Vermarktung der PV auf „adäquate“ Differenzkosten • Wahrung des Rahmens für weiteren, signifikanten Zubau 	<ul style="list-style-type: none"> • Sicherstellung der Flexibilität des konventionellen Erzeugungsparks 	<ul style="list-style-type: none"> • Weiterentwicklung der PV-Anlagen zu intelligenten Knotenpunkten für Energiemanagement und Netzunterstützung
Wettbewerbsfähigkeit der PV	<ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Einspeisetarife entlang der Kostensenkungskurven für Gesamtsysteme • Anpassung der Anreize zur besseren geographischen und zeitlichen Verteilung der PV Einspeisung 	<ul style="list-style-type: none"> • Verursachergerechte Zurechnung der CO₂-Schadenskosten und Kosten für Systemausbau 	<ul style="list-style-type: none"> • Volle Fokussierung aller Anstrengungen auf die PV Systemkostensenkung
Beitrag zum Strukturwandel	<ul style="list-style-type: none"> • Umstellung auf zeitabhängige Stromtarife • Unterstützung Markteinführung integrierter Anwendungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Beschleunigung des systematischen Ausbaus von Smart Grids inkl. E-mobilität 	<ul style="list-style-type: none"> • Forcierung der sektorübergreifenden Zusammenarbeit zur Integration der PV in innovativen Systemen

Abbildung 6: Zusammenfassung der Handlungsbedarfe

Hinsichtlich des **politisch-rechtlichen Rahmens** für die Rolle der Photovoltaik im innerdeutschen Energiemix, ist eine geeignete Korrektur des derzeitigen Vermarktungsmechanismus notwendig. Wie dargestellt, erfüllt die derzeitige Regelung den Anspruch einer adäquaten Bewertung der PV nicht. Folglich findet die Debatte um die Höhe der Differenzkosten auf einer irreführenden Basis statt. Nach den Ergebnissen dieser Studie werden die Kosten für PV und andere erneuerbare Energien teurer dargestellt, als sie es heute tatsächlich sind.

⁹ Vergleiche auch EPIA 2009: „Set for 2020“ Report.

Ein weiterer signifikanter Zubau der PV in Deutschland ist wesentlich, damit die von der Bundesregierung im Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien¹⁰ vorgegebenen Ziele 2020 erreicht werden können. Um das im Aktionsplan beschriebene Szenario des Photovoltaik-Ausbaus auf rund 52 GW im Jahr 2020 zu erreichen, ist für die Jahre 2012 bis 2020 ein weiterer Zubau von insgesamt 28 GW notwendig, wenn man, wie in dieser Studie angenommen, von 8 GW bzw. 6 GW Zubau 2010 und 2011 ausgeht. Wie dargestellt, bringen zusätzliche Mengen installierter PV bei weiterhin degressiven Tarifen einen kontinuierlich steigenden Nutzen für die Gesellschaft. Diese Studie identifiziert, dass dieser Nutzen seit 2010 positiv ist.

Die weitere Degression der Einspeisetarife sollte mit Augenmaß entlang der tatsächlichen Kostenentwicklung geschehen, um sowohl eine Über- als auch eine Unterförderung entlang der PV-Wertschöpfungskette zu vermeiden. Während für 2011 noch tragbare Renditen erwartet werden, die einen weiteren Zubau anregen können, scheint dies nach derzeitiger Kosten- und Tariflage für 2012 nicht mehr wahrscheinlich zu sein. Da Kostenreduktion keine Funktion der Zeit sondern in erster Linie eine der Stückzahl ist, hängt die dargestellte PV-Preisentwicklung kausal mit der globalen Marktgröße zusammen. Je höher die global installierte Leistung ist, desto wahrscheinlicher ist die Realisierung von Kostensenkungen.

Die Anreizsetzung durch Einspeisetarife sollte zudem so umgestaltet werden, dass eine verbesserte geographische und zeitliche Verteilung der PV-Einspeisung ermöglicht wird. Hierzu sind nach Einstrahlungsintensität gestaffelte Tarife bzw. auch die gezielte Förderung von Ost bzw. Westdächern geeignet.

Strukturell sollte der politische Rahmen die Weichen für den Übergang in eine neue, „smarte“, Energiewelt stellen. Dazu gehört unter anderem die breite Verfügbarkeit tageszeitabhängiger Stromtarife, welche energiesparendes Verhalten z. B. durch Verlagerung in Schwachlastzeiten belohnen. Diese Transparenz würde die Grundlage für ein bewusstes Optimieren auf Seiten der Verbraucher schaffen. Die gezielte Förderung integrierter Ansätze wie beispielsweise E-Mobilität in Verbindung mit erneuerbaren Energien oder Gebäudeenergieregeln vom Niedrig- oder Null-Energiehaus hin zum Positiv-Energiehaus, sind weitere politische Stellhebel, um einen Strukturwandel in der Energiewirtschaft zu beschleunigen.

Die Akteure des **Energiemarktes**, also Energieversorger, Netzbetreiber und Energiehändler aber auch der Regulator, haben wesentliche Rollen bei der Integration der PV in den deutschen Strommix. So benötigt der weitere Ausbau der PV in Deutschland auch eine Erhöhung der Flexibilität im Kraftwerkspark. Um die Variabilität der PV-Einspeisung auszugleichen müssen Speicher zugebaut werden. Wenn wirtschaftliche Investitionen z. B. in Gaskraftwerke aufgrund des Merit-Order-Effekts und der signifikanten Unsicherheiten hinsichtlich Atomausstieg und langfristigen Gaspreisen nicht mehr möglich sind, sollte letztlich auch über eine Bezahlung für bereitgestellte Kapazitäten von Schattenkraftwerken nachgedacht werden.

¹⁰ Bundesrepublik Deutschland: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 4. August 2010.

Kosten für die Bereitstellung von Schattenkraftwerken und für einen zusätzlichen Bedarf an Ausgleichsenergie sollten den erneuerbaren Energien verursachungsgerecht zugerechnet werden. Gleichzeitig müssen auch konventionelle Kraftwerke mit den vollen erwarteten Kosten der CO₂ – induzierten Klimaschäden belastet werden. Nur ein Vergleich von Vollkosten der jeweiligen Stromerzeugungsart lässt Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit zu. Der Vergleich von PV-Kosten etwa mit dem Börsenpreis oder mit dem Haushaltskundenstrompreis inkl. Steuern und Netzkosten ist sachlich nicht korrekt und führt zu verzerrten Aussagen.

Hinsichtlich der Netzintegration kann PV die Rolle des Treibers des Strukturwandels¹¹ übernehmen. Die Stärkung der Netzintelligenz auf Nieder- und Mittelspannungsebene sollte systematisch auch im Hinblick auf weitere zukünftige Anwendungen wie der Elektromobilität und möglicher „Schwarmstromkonzepte“,¹² d.h. dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, welche ebenfalls dezentral Strom einspeisen, ausgebaut werden. Hier brauchen die Energieversorger auch die Unterstützung des Regulators, der zukunftsweisende Investitionen entsprechend honorieren sollte.

Auch die **PV-Industrie** steht in der Verantwortung, die gesellschaftliche Investition in die Photovoltaik durch eine bestmögliche Realisierung des Nutzens zu rechtfertigen. Darunter ist beispielsweise die Nutzung von Möglichkeiten für eine verbesserte Netzunterstützung durch PV-Anlagen zu verstehen. Über die Erfüllung von Netzrichtlinien hinaus, muss die PV-Industrie das Thema Netzintegration aktiv mitgestalten. In enger Zusammenarbeit mit Netzbetreibern und Regulator kann sie die Potenziale der dezentralen verbrauchsnahen Einspeisung und intelligenter PV-Wechselrichter voll zum Tragen bringen.

Die Anstrengungen der vergangenen Jahre zur Kostensenkung sind noch zu erhöhen. Dabei sollten neben den Modulkosten auch die sonstigen Systemkosten über die gesamte Betriebszeit der Anlage intensiver als bisher in den Mittelpunkt gestellt werden. Die in dieser Studie aufgezeigte, mögliche Halbierung der Photovoltaik-Gestehungskosten in Deutschland bis 2020 wird nicht automatisch geschehen, sondern erfordert den vollen Fokus der gesamten Wertschöpfungskette auf die Kostenreduktion.

Die bisherige Fokussierung auf Wachstum und Produktionsausbau sollte nun durch gezielte Forschungsk Kooperationen und erhöhten Mitteleinsatz von Seiten der PV-Industrie untermauert werden. Dabei sollten auch branchenübergreifende Initiativen gezielt angegangen werden, um auf die Stärke des Standorts Deutschland mit seinem gut vernetzten und reichhaltigen industriellen „Ökosystem“ zu bauen. So können integrierte und intelligente Systemanwendungen der Photovoltaik zu dauerhaften Technologieexporten „Made in Germany“ führen, auch wenn die Massenproduktion von Einzelkomponenten u.U. rückläufig ist.

¹¹ Siehe auch Bode und Groscurth (2010), S.27.

¹² Siehe z.B. die Kooperation von Lichtblick und Volkswagen zur Vernetzung von 100.000 „Zuhausekraftwerken“ www.lichtblick.de

4. Anhang mit Modellannahmen

Annahmen zum Erzeugungspreis konventionelle Energieträger

Modellkomponenten	Beschreibung	Quellen
Brennstoffkosten	<ul style="list-style-type: none"> Kohle: Referenzfall (2010: USD/t 65,9, 2050: 119,0), Fall höhere Preissensitivität (2010: USD/t 65,9, 2050: 156,2) Gas: Referenzfall (2010: USD/Mbtu 6,0, 2050: 18,5); Fall höhere Preissensitivität (2010: USD/Mbtu 6,0, 2050: 24,1) 	<ul style="list-style-type: none"> International Energy Agency (World Energy Outlook 2009)
Kapitalkosten	<ul style="list-style-type: none"> Investitionskosten in EURc/ kWh: Hydro (5,1), Braunkohle (1,3), Nuklear (2,0), Steinkohle (1,4), Gas (1,68), Pumpspeicher (3,6) Alle über die Zeit konstant gehalten (2010 bis 2050) 	<ul style="list-style-type: none"> A.T. Kearney-Analyse basierend auf EWI, IER
Erzeugungsmarge	<ul style="list-style-type: none"> Da der Anteil erneuerbarer Energien an der Elektrizitätserzeugung zunimmt, wird angenommen, dass die Margen für konventionelle Erzeugung über die Zeit abnehmen Niederspannung (2010: 35%; 2050:15%), Mittelspannung (2010: 25%; 2050:15%) 	<ul style="list-style-type: none"> A.T. Kearney-Schätzung basierend auf Geschäftsberichten
CO₂ Zertifikatspreise	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Zertifikatspreis: EUR/t 22,0 (2010), 18,2 (2020), 38,4 (2030), 58,5 (2040), 75,2 (2050) CO₂-Schadenskosten : EUR/t 70,0 (2010-2050) 	<ul style="list-style-type: none"> Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010 (ewi/gew/Prognos) DLR/ISI "Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern", 2006 IEA – System's Values beyond energy, 2008
Grund-, Mittel-, und Spitzenlastanteile	<ul style="list-style-type: none"> Niederspannung: 35% (Grund), 50% (Mittel), 15% (Spitze) Mittelspannung: 70% (Grund), 25% (Mittel), 5% (Spitze) Anteile über die Zeit konstant gehalten (2010 bis 2050) 	<ul style="list-style-type: none"> Standardlastprofile BDEW Niederspannung Annahmen auf der Basis von Klientenbeispielen auf Mittelspannung

Kraftwerksmix und Kostenannahmen

Modellkomponenten	Beschreibung	Quellen
Entwicklung des konventionellen Kraftwerk-Mixes und dessen Kosten	<ul style="list-style-type: none"> Kraftwerksmix heute: Hydro (3,5%), Braunkohle (27,7%), Nuklear (28,8%), Steinkohle (21,6%), Gas (13,7%), Pumpspeicher (1,2%) (Datenstand 2008) Da PV mit einer alternativen konventionellen Referenz-Technologie verglichen wird, ist das Modell unabhängig vom sich entwickelten Erzeugungsmix 	<ul style="list-style-type: none"> Monitoringreport BNetzA 2009 Annahme
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung von Effizienz der Steinkohle- und Gaskraftwerke Gas: Effizienz steigt auf 62% bis 2019 von 57,4% (2010) Kohle: Effizienz steigt auf 50% bis 2038 von 44,6% (2010) 	<ul style="list-style-type: none"> A.T. Kearney-Schätzung

Finanzielle Annahmen

Inflation	<ul style="list-style-type: none"> Inflation (2%) treibt die nominale Entwicklung der Elektrizitätspreise 	<ul style="list-style-type: none"> Annahme basiert auf historischen Inflationswerten (Economist Intelligence Unit) DLR/ IWES/ IFNE "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global", 2010
Diskontierung	<ul style="list-style-type: none"> Um den Barwert und die Annuität zu kalkulieren, wird eine Diskontierungsrate ausgewählt, die der angenommenen Inflationsrate (2%) entspricht 	<ul style="list-style-type: none"> Annahme

Annahmen bezüglich installierter PV-Systeme in Deutschland 2000-2011e

Modellkomponenten	Beschreibung	Quellen
Ertrag	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 900 kWh/kWp als Durchschnittswert 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ I-suppli 2010, ISET "Value of PV energy in Germany", 2008
Degradation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eine durchschnittliche Degradation von 0,5 % p.a. wird für den installierten Anlagenbestand und über alle Technologien angenommen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Osterwald et al. (2006) "Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power", Phoenix Solar
Lebenszyklus	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installation von 2000 bis 2007: 30 Jahre ▪ Installation von 2008 bis 2011: 35 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Phoenix Solar Schätzung ▪ Experteninterviews
Zubau	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 8 GW Zubau 2010 ▪ 6 GW Zubau 2011 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2010: Erwartung Phoenix Solar und A.T. Kearney ▪ DLR/IWES/ifne "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global", 2010
Tarifdegression	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 13% Degression am 1. Januar 2011 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EEG § 20, Meldung Bundesnetzagentur

PV-Wert Modellannahme

Modellkomponenten	Beschreibung	Quellen
Netzverluste	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermiedene Netzverluste Mittelspannung (2,2%) ▪ Vermiedene Netzverluste Niederspannung (4,4%) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A.T. Kearney-Analyse auf der Basis von destatis (Statistisches Bundesamt Deutschland)
Ausgleichskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EURc 0,1/kWh bis 2015, danach EURc 0,2/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ISET "Wert der PV-Energie in Deutschland", 2008
Backup-Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EURc 1,0/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Basierend auf IER (2010) Kalkulation, A.T. Kearney-Analyse
Steuereffekte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Komplette Steuereffekte von EUR 4,4 Mrd. für Neuinstallationen 2010 (indirektes Steuervolumen: EUR 2,1 Mrd.) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EuPD Research (2010)

Annahmen zur Kostenentwicklung PV – Neuanlagen 2010 bis 2020

Modellkomponenten	Beschreibung	Quellen
Moduleffizienz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kontinuierliche Zunahme der solaren Konversionseffizienz; für c-Si Module (multi-kristallin) Anstieg auf 18,4%; für CIGS-Module Anstieg auf 17,4% 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EU PhotoVoltaic Technology Platform, 2010 ▪ Photovoltaics ▪ A.T. Kearney & Phoenix Solar Analyse
Modulpreis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduktion der Prozesskosten aufgrund von Skalen- und Lernkurveneffekten ▪ Kontinuierliche, aber abflachende Verbesserungen beim Polysilizium-Verbrauch ▪ Der Polysilizium-Preis wird sich bei USD 35 bis 40 /kg stabilisieren ▪ Preisanstiege bei anderen Rohmaterialien (Glas, Aluminium etc.) zwischen drei und fünf Prozent p.a. ▪ Fallende Rohmargen (tlw. auf 7-15%); zur Isolierung der Margeneffekte wurde aber für ein "Cost-plus"-Szenario eine konstante Standardmarge von 20% angenommen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A.T. Kearney-Kostenmodell ▪ Diverse Prognosen von Analysten ▪ EU PhotoVoltaic Technology Platform, Solar Europe industry initiative – implementation plan 2010-2012, 2010
Balance of System-Kosten (Nicht-Modulkosten)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigende Stückkosten für Befestigungssysteme, Kabel etc. (aufgrund steigender Rohmaterialpreise) werden durch geringeren Materialbedarf pro W_p ausgeglichen ▪ Signifikanter Preisverfall für Inverter angenommen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A.T. Kearney-Kostenmodell ▪ Unternehmensdaten ▪ Experteninterviews
Installationskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigende Arbeitskosten um 2,2 bis 2,6% p.a. (je nach Aufgabenbereich) werden weitestgehend durch Effizienzgewinne bei Prozessen abgefangen ▪ Es wird von deutlich fallenden Margen ausgegangen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A.T. Kearney-Kostenmodell ▪ Unternehmensdaten ▪ Statistisches Bundesamt
Betriebs- & Instandhaltungskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigende Arbeitskosten um 2,2 bis 2,6% p.a. (je nach Aufgabenbereich) werden weitestgehend durch Effizienzgewinne bei Prozessen abgefangen ▪ Es wird von sinkenden Margen ausgegangen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A.T. Kearney-Kostenmodell ▪ Unternehmensdaten ▪ Experteninterviews ▪ Statistisches Bundesamt

2010/04/29/94

Annahmen zur Kostenentwicklung PV – Neuanlagen 2010 bis 2020

Modellkomponenten	Beschreibung	Quellen
Finanzierungs-kosten & Diskontsatz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Das Modell bezieht Finanzierungskosten ein, indem zukünftige Cash-flows über einen WACC abdiskontiert werden ▪ Die folgenden WACC wurden angenommen (konstant bis 2020): <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufdachanlagen für Haushalte: 4,4% ▪ Freiflächenanlagen: 6,5% 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Basierend auf Kostenmodellannahmen bzgl. Fremdkapitalanteile und gegenwärtiger Zins- und Renditeerwartungen
Globalstrahlung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im Modell wurde für Süddeutschland ein mittlere Globalstrahlung von 1.200 kWh/m² angenommen ▪ Für Gesamtdeutschland als Durchschnittswert: 1.087 kWh/m² ▪ Einstrahlung als konstant unterstellt. Hinweis: einige Wissenschaftler halten aber auch eine Zunahme von 4 kWh/m² pro Dekade für ein realistisches Szenario für Deutschland 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Deutscher Wetter Dienst (DWD) ▪ Remund, J., 2009, Zeitliche Entwicklung der Globalstrahlung von 1950 -2099
Performance Ratio	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausgangsperformance (vor Degradation) des PV-Systems: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Freiflächenanlage: c-Si / CIGS: 80% ▪ Aufdachanlage: c-Si / CIGS: 75% 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Experteninterviews mit Unternehmen, die in großen Umfang installieren
Lebenszeit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ökonomische Lebenszeit von 35 Jahren für das gesamte PV-System, Ersatzinvestition für Inverter im 20. Jahr 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ King et al., 2000, Photovoltaic Module Performance and Durability Following Long-Term Field Exposure
Degradation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Degradationsannahmen für Neuanlagen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ c-Si: Anfangsdegradation 2%, jährliche Degradation: 0,25% ▪ CIGS: Anfangsdegradation 1%, jährliche Degradation: 0,20% 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DGS Kompendium

In der Studie benutzte Abkürzungen

AR	= Anti-reflecting (nicht reflektierend)	MV	= Medium voltage (Mittelspannung, MS)
BNetzA	= Bundesnetzagentur (Regulatory office)	O&M	= Operation & Maintenance (Betrieb & Instandhaltung)
BOS	= Balance of systems (Systemkomponenten)	PD&I	= Project development & installation (Projektentwicklung und Installation)
CAGR	= Compound average growth rate (durchschn. jährliche Wachstumsrate)	PV	= Photovoltaics (Photovoltaik)
CdTe	= Cadmiumtellurid	SG&A	= Sales, general management and administration expenses (Vertriebs-, Management- und Verwaltungskosten)
CIGS	= Copper-indium/gallium-diselenide/disulphide	TCO	= Transparent conductive oxide (transparent leitende Oxide)
EEG	= Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable energy law)	ÜNB	= Übertragungsnetzbetreiber
EPEX	= European Power Exchange (Strombörse Leipzig)	WACC	= Weighted average cost of capital (gewichtete Kapitalkosten)
FiT	= Feed-in tariff (Einspeisetarif)	W_p	= Watt peak (Watt-Spitzenleistung)
HV	= High Voltage (Hochspannung, HS)		
IEA	= Internationale Energie Agentur		
kVA _{rh}	= Kilo Volt Ampere reactive hour (Einheit für Blindleistung)		
KWKG	= Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Combined heat and power law)		
LCOE	= Levelized cost of energy (normierte Energiekosten in EUR/kWh)		
LID	= Light induced degradation (anfänglicher Leistungsverlust bei Modulen nach Installation)		
LV	= Low voltage (Niederspannung, NS)		
MT	= Mega ton (Megatonne)		
MTBF	= Mean time between failure (Zeit zwischen Störungen)		