

# SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

*Materialien*

*Februar 2016*

## Photovoltaik

Technologiesteckbrief zur Analyse  
„Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Bernd Rech | Peter Elsner (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

**Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina**  
**acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften**  
**Union der deutschen Akademien der Wissenschaften**

## Impressum

### Herausgeber

Prof. Dr. Bernd Rech  
Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie  
Kekuléstraße 5  
12489 Berlin  
E-Mail: [bernd.rech@helmholtz-berlin.de](mailto:bernd.rech@helmholtz-berlin.de)

Prof. Dr. Peter Elsner  
Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie  
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7  
76327 Pfinztal  
E-Mail: [peter.elsner@ict.fraunhofer.de](mailto:peter.elsner@ict.fraunhofer.de)

### Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)  
Geschäftsstelle, Karolinenplatz 4, 80333 München | [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.  
– Nationale Akademie der Wissenschaften –  
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | [www.leopoldina.org](http://www.leopoldina.org)

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.  
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | [www.akademienunion.de](http://www.akademienunion.de)

### Koordinierungsstelle

Dr. Ulrich Glotzbach  
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft  
Hauptstadtbüro  
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin  
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32  
E-Mail: [glotzbach@acatech.de](mailto:glotzbach@acatech.de)

### Koordination / Redaktion

Dr. Berit Erlach, acatech  
Benedikt Lünz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen  
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

### Gestaltung und Satz

Annett Eichstaedt, Karlsruhe  
[unicommunication.de](http://unicommunication.de), Berlin

### Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



**Leopoldina**  
Nationale Akademie  
der Wissenschaften



## Inhalt

|                                                                                   |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Inhalt .....                                                                      | 3         |
| Abkürzungen und Einheiten .....                                                   | 5         |
| Methodik und Arbeitsweise.....                                                    | 7         |
| <b>1 Photovoltaik .....</b>                                                       | <b>10</b> |
| 1.1 Allgemeine Beschreibung.....                                                  | 10        |
| 1.2 Interdisziplinäre Beurteilung.....                                            | 11        |
| <b>2 Kostenprognose Photovoltaik .....</b>                                        | <b>12</b> |
| 2.1 Erläuterung zur Methodik .....                                                | 12        |
| 2.2 Prognose der Kostenentwicklung für Photovoltaik bis 2050 .....                | 13        |
| 2.3 LCOE-Berechnungsparameter .....                                               | 16        |
| <b>3 Photovoltaikmodule aus kristallinen Silizium-Solarzellen .....</b>           | <b>18</b> |
| 3.1 Beschreibung.....                                                             | 18        |
| 3.2 Technische und ökonomische Daten .....                                        | 23        |
| 3.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....                                            | 25        |
| 3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....                        | 27        |
| 3.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf ..... | 27        |
| <b>4 Dünnschicht-Photovoltaikmodule – CIGS und CdTe .....</b>                     | <b>29</b> |
| 4.1 Beschreibung.....                                                             | 29        |
| 4.2 Technische und ökonomische Daten .....                                        | 31        |
| 4.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....                                            | 34        |
| 4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....                        | 36        |
| 4.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf ..... | 38        |
| <b>5 Gedruckte Photovoltaikmodule .....</b>                                       | <b>40</b> |
| 5.1 Beschreibung.....                                                             | 40        |
| 5.2 Technische und ökonomische Daten .....                                        | 43        |
| 5.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....                                            | 44        |
| 5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit .....                        | 48        |
| 5.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf ..... | 48        |

|          |                                                                         |           |
|----------|-------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>6</b> | <b>Konzentrierende Photovoltaik (CPV)</b>                               | <b>51</b> |
| 6.1      | Beschreibung                                                            | 51        |
| 6.2      | Technische und ökonomische Daten                                        | 52        |
| 6.3      | Interdisziplinäre Beurteilung                                           | 53        |
| 6.4      | Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit                        | 55        |
| 6.5      | Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf | 55        |
| <b>7</b> | <b>Photovoltaik-Wechselrichter und Ausblick auf Systemlösungen</b>      | <b>57</b> |
| 7.1      | Beschreibung                                                            | 57        |
| 7.2      | Technische und ökonomische Daten                                        | 58        |
| 7.3      | Interdisziplinäre Beurteilung                                           | 59        |
| 7.4      | Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit                        | 59        |
| 7.5      | Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf                  | 60        |
| <b>8</b> | <b>Bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV)</b>                          | <b>61</b> |
| 8.1      | Beschreibung                                                            | 61        |
| 8.2      | Technische und ökonomische Daten                                        | 62        |
| 8.3      | Interdisziplinäre Beurteilung                                           | 63        |
| 8.4      | Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit                        | 64        |
| 8.5      | Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf | 64        |
|          | <b>Literatur</b>                                                        | <b>66</b> |
|          | <b>Über das Akademienprojekt</b>                                        | <b>71</b> |

## Abkürzungen

|                        |                                                                                                |
|------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>AC</b>              | Wechselstrom (Alternating Current)                                                             |
| <b>Ag</b>              | Silber                                                                                         |
| <b>Al</b>              | Aluminium                                                                                      |
| <b>Al-BSF</b>          | Aluminium-Back-Surface-Field                                                                   |
| <b>As</b>              | Arsen                                                                                          |
| <b>BIPV</b>            | Bauwerksintegrierte Photovoltaik                                                               |
| <b>BOS</b>             | Balance-of-System                                                                              |
| <b>CAPEX</b>           | Investitionskosten (Capital Expenditure)                                                       |
| <b>CaS</b>             | Cadmiumsulfid                                                                                  |
| <b>Cd</b>              | Cadmium                                                                                        |
| <b>CdTe</b>            | Cadmiumtellurid                                                                                |
| <b>CIGS</b>            | Kupfer-Indium-Gallium-Selenid                                                                  |
| <b>CoO</b>             | Cost of Ownership bzw. Betriebskosten                                                          |
| <b>CPV</b>             | Konzentrierte PV                                                                               |
| <b>c-Si</b>            | Monokristalline Silizium-Kristalle                                                             |
| <b>Cu</b>              | Kupfer                                                                                         |
| <b>DNI</b>             | Direct Normal Irradiance                                                                       |
| <b>DSS</b>             | Gerichtete Erstarrung (Directional Solidification)                                             |
| <b>DSSC</b>            | Dye-Sensitized Solar-Cells – Farbstoffsensibilisierte Solarzellen                              |
| <b>EPBT</b>            | Energy-Payback-Time                                                                            |
| <b>EVA</b>             | Ethylenvinylacetat                                                                             |
| <b>Ga</b>              | Gallium                                                                                        |
| <b>GaAs</b>            | Galliumarsenid                                                                                 |
| <b>Ge</b>              | Germanium                                                                                      |
| <b>H<sub>2</sub>Se</b> | Selenwasserstoff                                                                               |
| <b>HCPV</b>            | Hochkonzentrierende Systeme (High Concentration Photovoltaic)                                  |
| <b>IEC</b>             | International Electrotechnical Commission                                                      |
| <b>In</b>              | Indium                                                                                         |
| <b>ISE</b>             | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme                                                  |
| <b>LCOE</b>            | Levelized Costs of Electricity – Stromgestehungskosten                                         |
| <b>LCPV</b>            | Niedrigkonzentrierende Systeme (Low Concentration Photovoltaic)                                |
| <b>mc-Si</b>           | Multikristalline Silizium-Kristalle                                                            |
| <b>mj</b>              | Multi-junction                                                                                 |
| <b>NREL</b>            | National Renewable Energy Laboratory                                                           |
| <b>OPV</b>             | Organische Photovoltaik                                                                        |
| <b>OSC</b>             | Organische Solarzellen                                                                         |
| <b>OSHA</b>            | Occupational Safety and Health Administration                                                  |
| <b>P</b>               | Phosphor                                                                                       |
| <b>PECVD</b>           | Plasmaunterstützte chemische Gasphasenabscheidung (Plasma-enhanced chemical Vapour Deposition) |

|                         |                         |
|-------------------------|-------------------------|
| <b>PEG</b>              | Polyethylenglycol       |
| <b>PET</b>              | Polyethylenterephthalat |
| <b>POCl<sub>3</sub></b> | Phosphoroxychlorid      |
| <b>PV</b>               | Photovoltaik            |
| <b>R2R</b>              | Rolle-zu-Rolle          |
| <b>S</b>                | Schwefel                |
| <b>sj</b>               | Single-junction         |
| <b>Se</b>               | Selen                   |
| <b>Si</b>               | Silizium                |
| <b>SiC</b>              | Siliziumcarbid          |
| <b>SiN<sub>x</sub></b>  | Siliziumnitride         |
| <b>SiO<sub>2</sub></b>  | Quarzsand               |
| <b>TCS</b>              | Trichlorsilan           |
| <b>TiO<sub>2</sub></b>  | Titan(IV)-oxid          |
| <b>ZnO</b>              | Zinkoxid                |

## Einheiten

|                       |                  |
|-----------------------|------------------|
| <b>€</b>              | Euro             |
| <b>μm</b>             | Mikrometer       |
| <b>GW</b>             | Gigawatt         |
| <b>km<sup>2</sup></b> | Quadratkilometer |
| <b>kW</b>             | Kilowatt         |
| <b>kW h</b>           | Kilowattstunde   |
| <b>kW<sub>p</sub></b> | Kilowatt Peak    |
| <b>m<sup>2</sup></b>  | Quadratmeter     |
| <b>mg</b>             | Milligramm       |
| <b>min</b>            | Minute           |
| <b>MW</b>             | Megawatt         |
| <b>TW</b>             | Terawatt         |
| <b>W<sub>p</sub></b>  | Watt Peak        |

## Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe *Flexibilitätskonzepte* des Akademienprojektes *Energiesysteme der Zukunft (ESYS)*. Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe *Photovoltaik*.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe *Flexibilitätskonzepte* hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitätstechnologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*<sup>1</sup> durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

---

<sup>1</sup> Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

|  | Materialverfügbarkeit                                                                                                                                                                                      | Gesellschaftliche Akzeptanz                                                                                                          | Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung                                                                 | Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht                                                                                                                      | Technologie                                                                                                                               |
|--|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich                                                                                         | Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten                                                                  | Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut                                     | Keine Konflikte erkennbar                                                                                                                                    | Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.                 |
|  | Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen) | Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.          | Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)                            | Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)                                                                               | Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen |
|  | Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig                      | Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten           | Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig                                                        | Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig                                                                              | Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich         |
|  | Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern                                                 | Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden | Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind                             | Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig | Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss         |
|  | Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist                                                                                                                        | In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar                                                                                             | Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll | Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich                                                | Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich                                                                                    |

**Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot<sup>2</sup>**

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse<sup>3</sup> dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen

<sup>2</sup> Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig 2016).

<sup>3</sup> Elsner et al. 2015.

sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015).

# 1 Photovoltaik

## 1.1 Allgemeine Beschreibung

Photovoltaik (PV) ist die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom. Der thermodynamisch mögliche Wirkungsgrad beträgt 86 Prozent. Im Labor wurden mit mehrfach gestapelten Solarzellen unter konzentriertem Sonnenlicht bereits Wirkungsgrade von 46 Prozent demonstriert. Die heute weitverbreitetste Technologie beruht auf kristallinen Silizium-Wafern mit einem aktuellen Rekordwert von 25,6 Prozent im Labor. Typische Wirkungsgrade in der Anwendung betragen für Solarmodule aus kristallinem Silizium 15 Prozent, mit Spitzenwirkungsgraden für vergleichsweise teure Module von bis zu 21 Prozent. Die Fortschritte im Wirkungsgrad werden regelmäßig in der Fachzeitschrift *Progress of Photovoltaics*<sup>5</sup> in den Tabellen zu Solarzellenwirkungsgraden zusammengefasst („Solar Cell Efficiency Tables“).

Die Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche pro Jahr übertrifft den jährlichen globalen Primärenergiebedarf in etwa um den Faktor 10.000. Obwohl nur ein kleiner Teil genutzt werden kann, ist das technische Potenzial der Photovoltaik fast unbegrenzt. Allerdings gilt es, große Flächen mit Solarmodulen zu bedecken und die fluktuierende Verfügbarkeit des Sonnenlichts zu nutzen. In den folgenden Kapiteln wird zunächst die Kostenentwicklung der Photovoltaik auf der Basis von Lernkurvenanalysen prognostiziert. Anschließend werden die verschiedenen Materialien und Fertigungstechnologien für PV-Module vorgestellt. Unterschieden werden Solarzellen auf Basis des kristallinen Siliziums – die heute klar dominierende Technologie –, Dünnschicht-Solarzellen insbesondere auf Basis von Verbindungshalbleitern und Solarzellen, die mit Drucktechnologien hergestellt werden können, sowie konzentrierenden PV-Modulen, die sich durch die Kombination aus hocheffizienten kleinflächigen Solarzellen und lichtammelnden Spiegeln und Linsen auszeichnen. Zentrale Bedeutung für die Nutzung ist die Integration der Photovoltaik in das Stromnetz. Hierzu werden Photovoltaik-Wechselrichter und Systemlösungen diskutiert. Den Abschluss bildete die bauwerksintegrierte Photovoltaik. Hier ist Photovoltaik Teil der Gebäudehülle und erfüllt neben der Energieerzeugung weitere Funktionen wie Baustoffersatz oder auch ästhetische Funktionen. Im Hinblick auf den Wettbewerb der Solarzellentechnologien beziehungsweise -materialien wird bis 2050 eine Tendenz zur Auflösung der bisher scharfen Grenzen zwischen den c-Si-Wafer-Technologien und den verschiedenen Dünnschicht-Technologien erwartet. Dies ergibt sich auch aus der Notwendigkeit, für sehr hohe Wirkungsgrade verschiedene Halbleitermaterialien zu kombinieren (zum Beispiel Tandemstrukturen mit Si als Basiszelle).

Insgesamt ist die Photovoltaik technisch in der Lage, einen großen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu leisten.

---

<sup>5</sup> Green et al. 2015.

## 1.2 Interdisziplinäre Beurteilung

| Materialverfügbarkeit                         |      | X |  |  |  |
|-----------------------------------------------|------|---|--|--|--|
| Gesellschaftliche Akzeptanz                   | D, G | F |  |  |  |
| Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung |      | X |  |  |  |
| Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht       | X    |   |  |  |  |
| Technologie                                   | X    |   |  |  |  |

Tabelle 2: Ampelbewertung Photovoltaik (D: Dachflächen, F: Freiflächen, G: gebäudeintegriert)

### Kritische Materialien

Der heutige technische Stand der Photovoltaik wurde so beurteilt, dass es keine Begrenzungen in der Materialverfügbarkeit gibt beziehungsweise dass Engpässe in der Verfügbarkeit bestimmter Materialien durch Alternativen ausgeglichen werden können. Silizium als zweithäufigstes Element der Erdkruste ist unbegrenzt verfügbar. Der Energieeinsatz bei der Herstellung von reinem Silizium ist relativ hoch. Andere Solarzellentypen als auf Silizium-Basis haben gegebenenfalls eine schlechtere Materialverfügbarkeit (aber es gibt prinzipiell immer Ersatz). Die aktuelle Silizium-Technologie verwendet beispielsweise viel Silber. Der Silbereinsatz ist reduzierbar oder im Zweifelsfall mit kleinen Einbußen im Wirkungsgrad zum Beispiel durch Aluminium und Kupfer ersetzbar. Die Technologie ist inzwischen sehr ausgereift, bietet aber noch viel technisch nutzbares Potenzial für weitere Kostenreduktionen und die Erhöhung des Wirkungsgrades. Der Betrieb und die Entsorgung von PV-Modulen sind ohne Risiko.

### Rechtliche Hindernisse

Kleinere Einschränkungen werden in Bezug auf Energiewirtschaftsrecht und Regulierungen gesehen. Große Freiflächenanlagen stehen in einer gewissen Nutzungskonkurrenz und müssen sorgfältig geplant und vermittelt werden.

## 2 Kostenprognose Photovoltaik

Basierend auf den in der Fachgruppe erarbeiteten Schlussfolgerungen zur Kostenentwicklung und zur technischen Entwicklung der verschiedenen PV-Technologien wurden Annahmen zu Modellrechnungen für generische PV-Anlagen getroffen, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind.

|                                                            |                                    | Dachfläche, 5 bis 100 kW |                  | Freifläche, ca. 1000 kW |                  |
|------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------|------------------|-------------------------|------------------|
| <b>Technische Daten</b>                                    |                                    | <b>2050 Worst</b>        | <b>2050 Best</b> | <b>2050 Worst</b>       | <b>2050 Best</b> |
| Spannungsebene                                             |                                    | NS                       |                  | MS                      |                  |
| Mittlerer Stromertrag (Worst = Norden, Best = Süden von D) | [kWh/kW <sub>p</sub> ]             | 1.000                    | 1.190            | 1.000                   | 1.190            |
| Durchschnittlicher Modulwirkungsgrad                       | %                                  | 24 %                     | 35 %             | 24 %                    | 35 %             |
| Modulfläche                                                | [m <sup>2</sup> /kW <sub>p</sub> ] | 4,17                     | 2,86             | 4,17                    | 2,86             |
| <b>Kostendaten</b>                                         |                                    |                          |                  |                         |                  |
| Systemkosten gesamt                                        | [€/kW <sub>p</sub> ]               | 714                      | 440              | 624                     | 296              |
| Modul                                                      | [€/kW <sub>p</sub> ]               | 400                      | 200              | 360                     | 140              |
| Wechselrichter                                             | [€/kW <sub>p</sub> ]               | 64                       | 40               | 54                      | 36               |
| BOS-Kosten                                                 | [€/kW <sub>p</sub> ]               | 250                      | 200              | 210                     | 120              |
| Betriebs- und Wartungskosten                               | [€/kW <sub>p</sub> pro Jahr]       | 10                       | 10               | 10                      | 10               |

**Tabelle 3: Annahme für die Modellrechnungen für Elsner et al. 2015**

### 2.1 Erläuterung zur Methodik

Eine generelle Kostenprognose lässt sich aus der Analyse von Lernkurven ableiten. Hierzu wurde vom Fraunhofer ISE eine umfangreiche Studie<sup>6</sup> erstellt, die sehr aktuelles Datenmaterial beinhaltet und die die Grundlage dieses Teilkapitels bildet. Die Autoren haben für die Komponenten eines Solarsystems Solarmodul, Wechselrichter und BOS (Balance of System) die Kostenlernkurven analysiert und Fallstudien für die möglichen Stromgestehungskosten im Jahr 2050 erstellt. Diese „Top Down“-Analyse ist sehr gut nachvollziehbar und kann mit Kostenprognosen, die sich aus einer detaillierten Kostenrechnung für einzelne Komponenten ergeben, verglichen werden.

<sup>6</sup> Agora 2015.

## 2.2 Prognose der Kostenentwicklung für Photovoltaik bis 2050

### Methodik zur Abschätzung der Systemkosten in 2050

Um die Kostenentwicklung der flächenbezogenen Systemkosten zu ermitteln, werden folgende Wirkungsgradszenarien zugrunde gelegt:

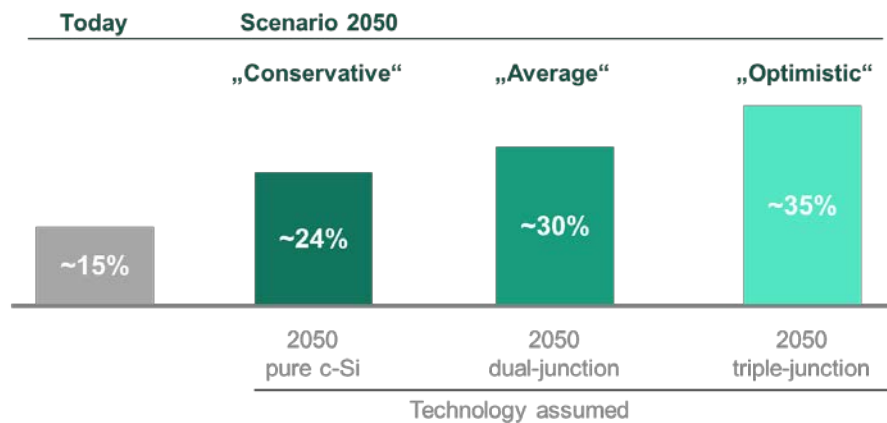


Abbildung 1: Entwicklung des Wirkungsgrades bis 2050<sup>6</sup>

Die Prognose der BOS-Kostenentwicklung (Balance-of-System) erfolgt für jede Komponente individuell. Die Annahmen wurden im Zuge der Studie auf mehreren Expertenworkshops diskutiert. Dabei werden flächenabhängige (wirkungsgradbezogene) Kostensenkungen und sonstige Kostensenkungen, etwa durch Skaleneffekte, Produktivitätssteigerung oder Automatisierung, getrennt analysiert. Zusammengefasst ergeben sich dabei folgende Kostensenkungen:

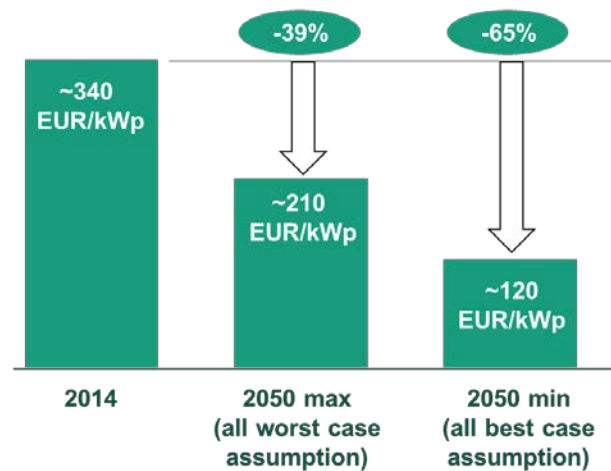


Abbildung 2: BOS-Kostenentwicklung bis 2050<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Agora 2015.

### Entwicklung der BOS Kosten von Freiflächenanlagen

Die heutigen BOS-Kosten setzen sich wie folgt aus den einzelnen Komponenten zusammen:

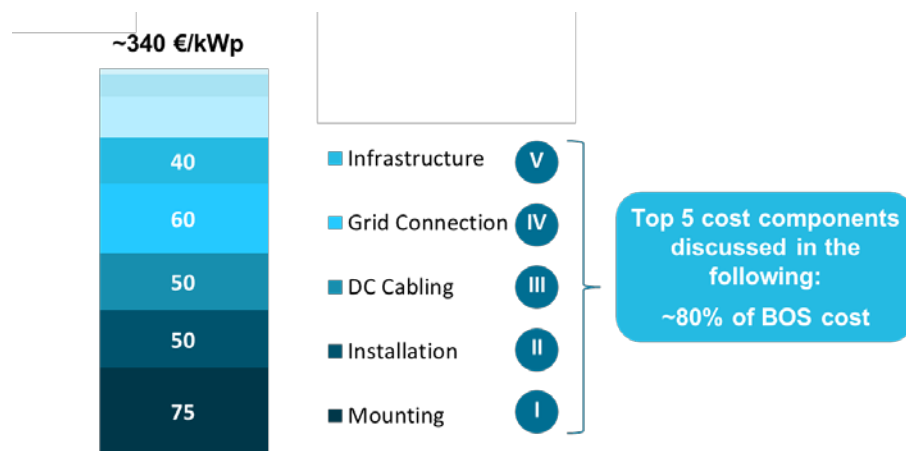


Abbildung 3: Zusammensetzung der BOS-Kosten<sup>8</sup>

Für die Ermittlung der Modulpreise wird ein Lernkurvenansatz verwendet. Auf Basis verschiedener Marktszenarien<sup>9</sup> für die kumulierte globale Produktion an PV-Modulen bis 2050 und einer Variation der Lernrate ergibt sich folgende Extrapolation der Modulkosten:

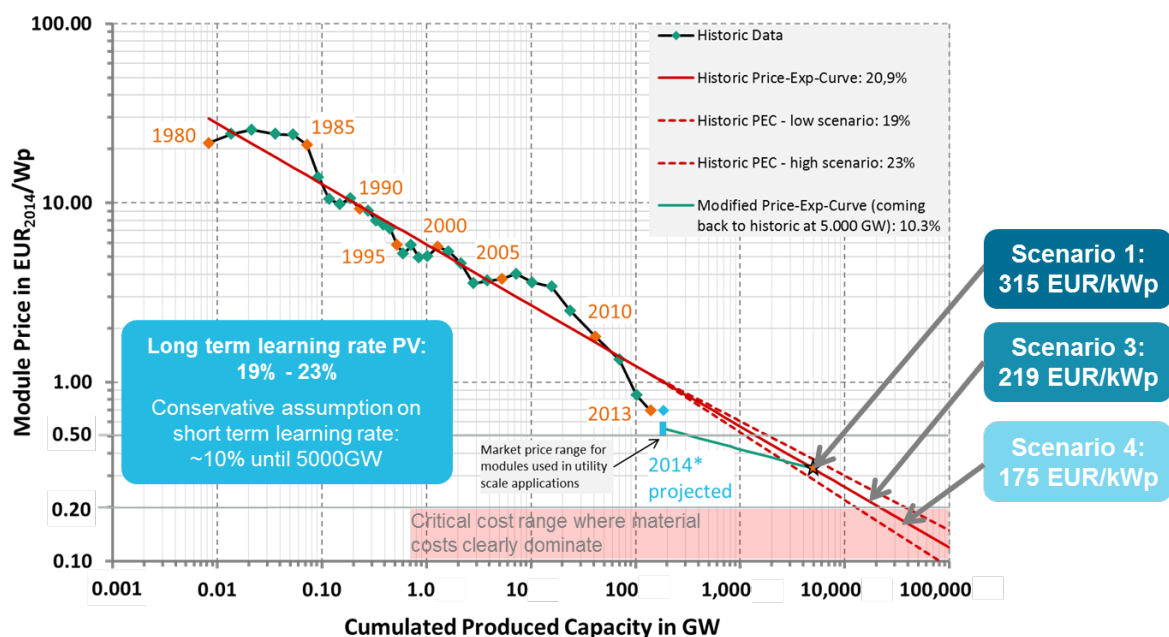


Abbildung 4: Entwicklung der Modulpreise<sup>10</sup>

Da die erreichbare Kostensenkung in den Lernkurvenanalysen von der Entwicklung des Gesamtmarktes abhängt, muss aus Marktszenarien die globale Modulproduktion bis 2050 abgeschätzt werden.

<sup>8</sup> Agora 2015.

<sup>9</sup> Szenario 1 basiert auf einer Wachstumsrate des weltweiten PV-Marktes nach 2015 von fünf Prozent. Szenario 2 geht von einer Wachstumsrate von 7,5 Prozent aus, bei Szenario 3 beträgt die Wachstumsrate zehn Prozent zwischen 2015 und 2050. Szenario 4 stellt das Durchbruchsszenario mit einem PV-Anteil von 40 Prozent in 2050 dar.

<sup>10</sup> Agora 2015.

Eine detaillierte Beschreibung der Marktszenarien kann in der Studie Fraunhofer ISE 2015 nachgelesen werden.<sup>11</sup>

Die Prognose der Inverter-Kosten erfolgt ebenfalls auf Basis eines Lernkurvenansatzes.

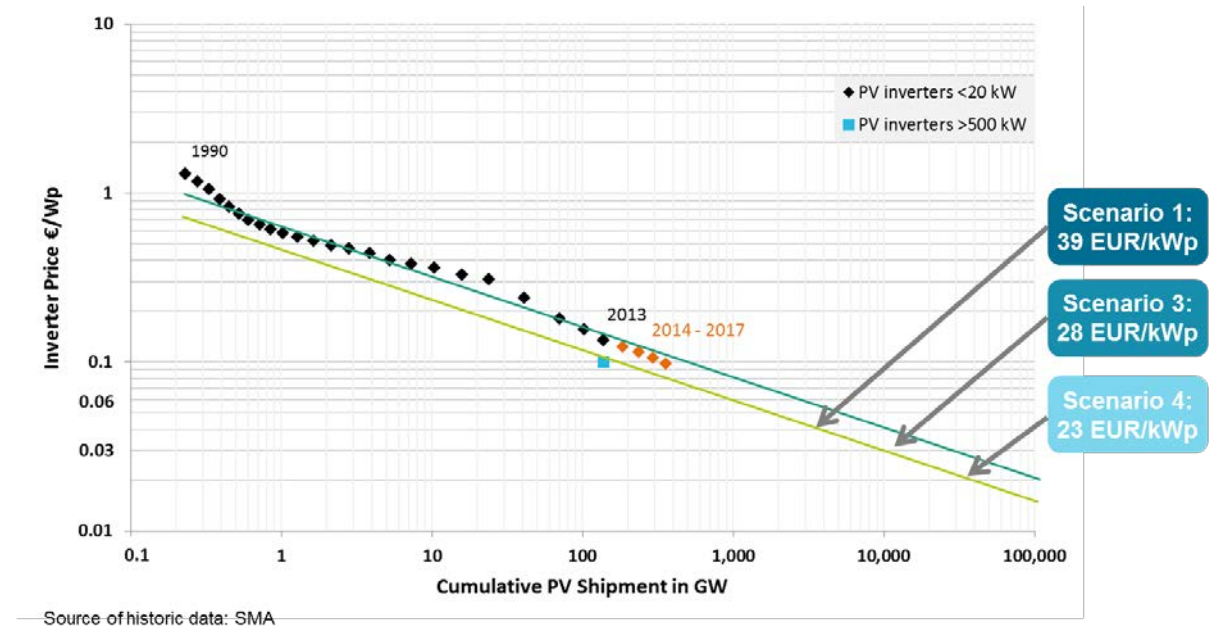


Abbildung 5: Prognose der Inverter-Kosten<sup>12</sup>

Die Kombination aller Best-Case- und Worst-Case-Szenarien ergibt die Bandbreite der Systemkosten in 2050. Diese betragen im Minimum im Best-Case-Szenario 278 €/kW<sub>p</sub> und im Worst-Case-Szenario 608 €/kW<sub>p</sub>.

| Total System Cost 2014   | Market Scenario 2050                                                                                                                                                                                              | Learning rate Module                                                        | Learning rate Inverter                                                     | BOS Cost 2050                                                            | Total System Cost 2050                                               |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| 1055 €/Wp<br><b>High</b> | S1: 4 TWPV installed<br>1 <input checked="" type="checkbox"/><br>2 <input checked="" type="checkbox"/><br>3 <input checked="" type="checkbox"/><br>4 <input checked="" type="checkbox"/><br>S4: 30 TWPV installed | LR 19%<br>357 €/kWp<br><b>High</b><br><br>LR 23%<br>140 €/kWp<br><b>Low</b> | LR 19 %<br>43 €/kWp<br><b>High</b><br><br>LR 19%<br>21 €/kWp<br><b>Low</b> | 2050:<br>206 €/kWp<br><b>Max</b><br><br>2050:<br>117 €/kWp<br><b>Min</b> | <b>606 €/kWp</b><br><b>Max</b><br><br><b>278 €/kWp</b><br><b>Min</b> |

Abbildung 6: Bandbreite der Systemkosten in 2050<sup>13</sup>

<sup>11</sup> Fraunhofer ISE 2015.

<sup>12</sup> Agora 2015.

<sup>13</sup> Agora 2015.

## 2.3 LCOE-Berechnungsparameter

Die Parameter zur Berechnung von Stromgestehungskosten in Tabelle 4 sind der Studie des Fraunhofer ISE<sup>14</sup> entnommen.

|                                                             | Deutschland |         |         | Regionen mit hoher Solarstrahlung |              |
|-------------------------------------------------------------|-------------|---------|---------|-----------------------------------|--------------|
|                                                             | PV Klein    | PV Groß | PV Frei | PV Klein                          | PV Groß/Frei |
| Lebensdauer in Jahren                                       | 25          | 25      | 25      | 25                                | 25           |
| Eigenkapital-Anteil in %                                    | 20          | 20      | 20      | 20                                | 20           |
| Fremdkapital-Anteil in %                                    | 80          | 80      | 80      | 80                                | 80           |
| Eigenkapital-Rendite in %                                   | 6,0         | 8,0     | 8,0     | 8,0                               | 10,0         |
| Fremdkapital-Zins in %                                      | 4,0         | 4,0     | 4,0     | 6,0                               | 6,0          |
| WACC <sub>nom</sub> (Weighted Average Cost of Capital) in % | 4,4         | 4,8     | 4,8     | 6,4                               | 6,8          |
| WACC <sub>real</sub> in %                                   | 2,4         | 2,8     | 2,8     | 4,7                               | 4,7          |
| Jährliche variable Betriebskosten in €/kW h                 |             |         |         |                                   |              |
| Jährliche fixe Betriebskosten in €/kW h                     | 35          | 35      | 35      | 35                                | 35           |
| Jährliche Degression Strom-Output in %                      | 0,2         | 0,2     | 0,2     | 0,2                               | 0,2          |
| CO <sub>2</sub> -Emission in kg/kW h                        |             |         |         |                                   |              |
| Berücksichtigung Brennstoffkosten                           |             |         |         |                                   |              |

Tabelle 4: Parameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten für Photovoltaik<sup>14</sup>

| PV-Anlage (Standardmodule)                                   | Einstrahlung auf PV-Module bei optimalem Neigungswinkel | Stromerzeugung pro 1 kWp |
|--------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------|
| Deutschland Norden (Globalstrahlung 1000 kWh/(m²a))          | 1150 kWh/(m²a)                                          | 1000 kWh/a               |
| Deutschland Mitte und Osten (Globalstrahlung 1050 kWh/(m²a)) | 1210 kWh/(m²a)                                          | 1040 kWh/a               |
| Deutschland Süden (Globalstrahlung 1200 kWh/(m²a))           | 1380 kWh/(m²a)                                          | 1190 kWh/a               |

Abbildung 7: Einstrahlung auf PV-Module und Stromerzeugung in Deutschland<sup>15</sup>

<sup>14</sup> Fraunhofer ISE 2013.

<sup>15</sup> Fraunhofer ISE 2013.

| [Euro/kW]                  | PV<br>klein | PV<br>groß | PV<br>Fläche |
|----------------------------|-------------|------------|--------------|
| Investment<br>2013 niedrig | 1300        | 1000       | 1000         |
| Investment<br>2013 hoch    | 1800        | 1700       | 1400         |

Tabelle 1: Investitionen in Euro/kW be

Abbildung 8: Investitionen in PV in 2013/15

$$LCOE = \frac{l_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

$LCOE$  Stromgestehungskosten in €/kW h

$l_0$  Investitionsausgaben in €

$A_t$  Jährliche Gesamtkosten in € im Jahr  $t$

$M_{t,el}$  Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kW h

$i$  Realer kalkulatorischer Zinssatz in %

$n$  Wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren

$t$  Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ... n)

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital kann explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital – WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) 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.

Durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugspunkt wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten mit anderen Technologien gewährleistet.

Die Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar. Diese können nur unter Hinzunahme von weiteren Einflussparametern berechnet werden. Eigenverbrauchsregelungen, Steuergesetzgebung und realisierte Einnahmen der Betreiber erschweren die Berechnung eines Einspeisetarifs aus den Ergebnissen für die Stromgestehungskosten. Zusätzlich ist einschränkend darauf zu verweisen, dass eine Berechnung von Stromgestehungskosten die Wertigkeit des produzierten Stroms innerhalb eines Energiesystems in einer jeweiligen Stunde des Jahres nicht berücksichtigt.

### 3 Photovoltaikmodule aus kristallinen Silizium-Solarzellen

#### 3.1 Beschreibung

Die Wertschöpfungskette der mono- und multikristallinen Silizium-Photovoltaik nach aktuellem Stand der Technik ist in Abbildung 9 veranschaulicht.



Abbildung 9: Von Sand zu Strom: Wertschöpfungskette der kristallinen Silizium-Photovoltaik nach aktuellem Stand der Technik<sup>16</sup>

#### Silizium

Die Wertschöpfungskette beginnt mit der Aufbereitung von Quarzsand ( $\text{SiO}_2$ ) zu metallurgischem Silizium (Metallic Grade Silicon – MGS, Reinheitsgrad 2 N, entspricht einer Reinheit von 99 Prozent) mittels carbothermischer Reduktion. Über Hydrochlorierung des metallurgischen Siliziums wird Trichlorsilan (TCS)/Silan hergestellt, welches im Folgeprozess über mehrere Destillations- und Kondensationsstufen gereinigt und von (metallischen) Verunreinigungen befreit wird. Mittels chemischer Gasphasenabscheidung (Siemens-Prozess)/Flussbettreaktoren wird durch Zersetzung von TCS/Silan sogenanntes Solar-Grade-Silizium mit einem Reinheitsgrad  $> 8 \text{ N}$  (entspricht einer Reinheit von 99,999999 Prozent) gewonnen.

#### Kristall/Wafer

Mono-/multikristalline Silizium-Kristalle (c-Si beziehungsweise mc-Si) werden mit der Czochralski-Methode/gerichteter Erstarrung (DSS: Directional Solidification) hergestellt und nach messtechnischer Festlegung der Gut-Bereiche zu – für das nachgelagerte Wafering – einsatzbereiten Fertigsäulen verarbeitet. Multi-Drahtsägen schneiden unter Einsatz von Stahldraht und einer abrasiven Slurry bestehend aus Siliziumkarbid ( $\text{SiC}$ ) und Polyethylenglycol (PEG) die Fertigsäulen zu Wafern. Der Einsatz von mit Diamant besetztem Draht findet derzeit, insbesondere für das Wafering monokristalliner Fertigsäulen, Eingang in die industrielle Fertigung.

<sup>16</sup> SolarWorld 2014.

## Solarzelle

Für die derzeit in der industriellen Solarzellenfertigung etablierte Aluminium-Back-Surface-Field (Al-BSF)-Technologie werden die Wafer sägeschadengeätzt, texturiert, diffundiert ( $\text{POCl}_3$ ), passiviert ( $\text{SiN}_x$ -PECVD) und mittels Siebdruck metallisiert (Al- und Ag-Pasten). Die Prozessflüsse für mono- und multikristalline Wafer unterscheiden sich dabei hauptsächlich in der Oberflächentexturierung.

## Solarmodul

Die derzeit in der industriellen Solarmodulfertigung angewandte Prozesssequenz beginnt mit der Verlötung der Solarzellen mittels zinnbeschichteter Kupferbändchen zu sogenannten Strings und einer Verschaltung der Strings zu einer kompletten Matrix. In einem Laminierungsprozess wird die Solarzellenmatrix (typischerweise 6 x 10 Zellen) zwischen zwei EVA-Folien eingekapselt und anschließend auf einem Frontseitenglas aufgelegt.

Fluoropolymer-basierte oder Polyester-basierte Rückseitenfolien sind heute standardmäßig im Einsatz, um die Rückseite des Moduls vor Witterungseinflüssen zu schützen sowie die elektrische Isolierung sicherzustellen, bevor das Modul gerahmt wird (Al-Rahmen). Das Anbringen einer Anschlussdose auf der Modul-Rückseite zwecks Verschaltung der Module im PV-System schließt den Fertigungsprozess ab, bevor das Modul einer Qualitätskontrolle unterzogen wird.

## Wesentliche Merkmale der heutigen c-Si-Technologie

Die rasante Entwicklung der Photovoltaik in den letzten Dekaden wurde maßgeblich von der kristallinen Silizium-Technologie (Mono- und Multi-Si) vorangetrieben. Mit einem Anteil von derzeit etwa 90 Prozent dominieren Module auf Silizium-Basis seit Jahrzehnten den weltweiten Photovoltaikmarkt (siehe Abbildung 10). Bis 2023 kann unter Berücksichtigung der bestehenden Kapazitäten und geplanten Ausbauten von einer Dominanz der kristallinen Silizium-Technologie ausgegangen werden.

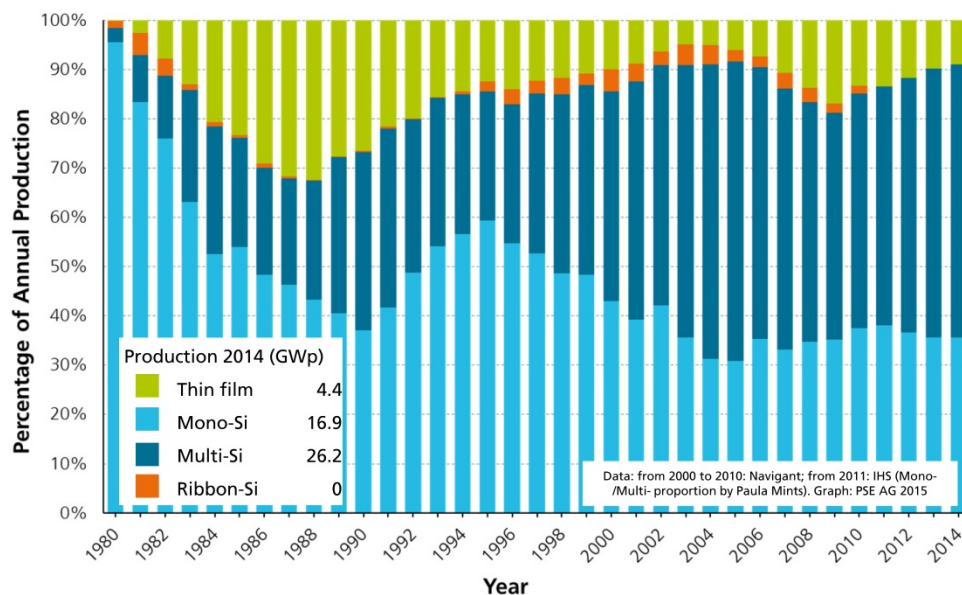


Abbildung 10: Entwicklung der Technologie-Anteile in der Photovoltaik (1980 bis heute)<sup>17</sup>

<sup>17</sup> ©Fraunhofer ISE 2015-2: Photovoltaics Report, updated: 20 October 2015.

In Abbildung 4 wurde der durchschnittliche Modulpreis als Funktion der weltweit kumulierten Modulproduktionsmenge für die Photovoltaik bereits gezeigt. Durch den hohen Marktanteil und die Produktionsmengen wird die Preis-Erfahrungskurve (Lernkurve), siehe Abbildung 11, von der kristallinen Si-PV-Technologie dominiert. Dieser Zusammenhang zwischen Preis und Menge gibt auch für die Zukunft die zuverlässigste Schätzung für die weitere Kostenreduktion. Die Herstellungskosten der kristallinen Silizium-Photovoltaik sind in den letzten Jahren aufgrund von Skaleneffekten und technologischem Fortschritt drastisch gesunken. Da auch aktuell der stärkste Zubau durch neue oder modernisierte Produktionsstätten für kristalline Siliziummodule erfolgt, kann man davon ausgehen, dass die Kosten der kristallinen Silizium-Photovoltaik in den nächsten Jahren schneller sinken als die anderer Technologien.

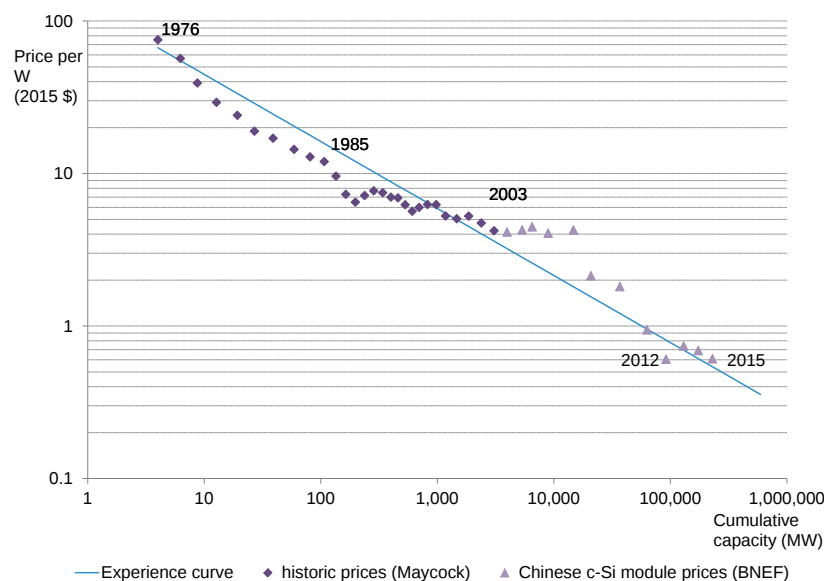


Abbildung 11: Preis-Lernkurve für kristalline PV 1976 bis 2015<sup>18</sup>

Ein Vergleich der Wirkungsgrade von verschiedenen Solarmodultechnologien ist in Abbildung 12 dargestellt. Kommerzielle Solarmodule auf der Basis von kristallinem Silizium bieten die höchsten Wirkungsgrade. Damit sind die Systemkosten für kristalline Siliziummodule geringer als für Dünnschichtmodule.

<sup>18</sup> Maycock and Bloomberg New Energy Finance 2015.

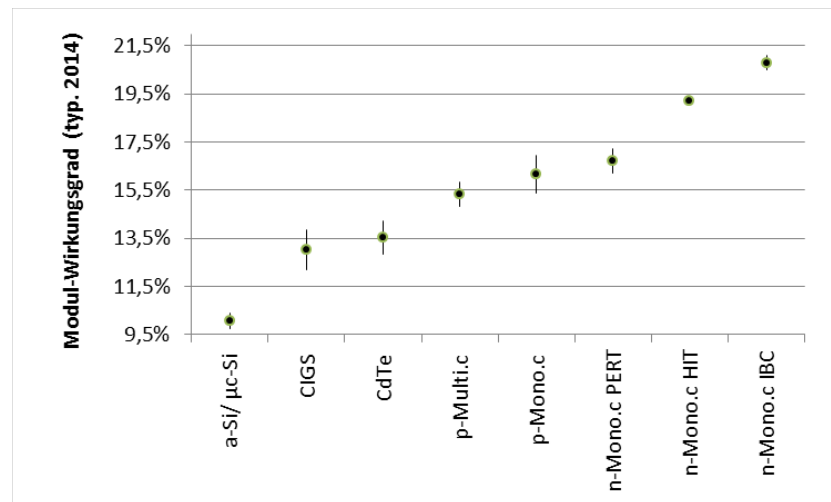
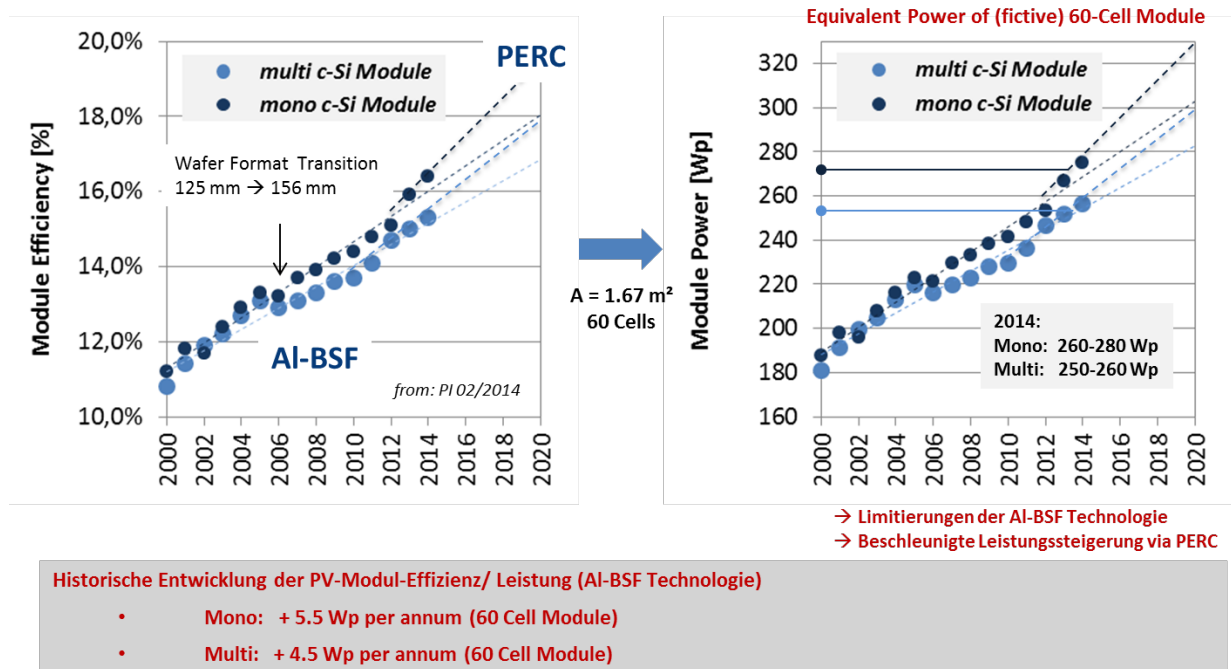
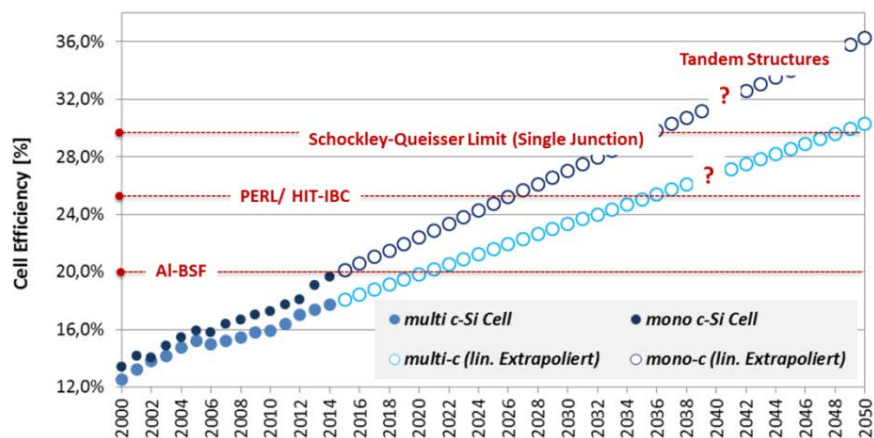


Abbildung 12: Modulwirkungsgrade für kommerzielle Photovoltaikmodule, Stand der Technik 2014<sup>19</sup>

Kristalline Siliziummodule sind seit vielen Jahren im Feld erprobt. Heute wird auf Siliziummodule eine Leistungsgarantie von bis zu 30 Jahren gegeben.

In Abbildung 13 ist die historische Entwicklung des Modulwirkungsgrades abgebildet. Dieser wurde auf ein fiktives typisches 60-Zellenmodul umgerechnet. Hieraus ergibt sich eine Leistungssteigerung von 5,5 W pro Jahr für Module aus monokristallinem Silizium und 4,5 W pro Jahr für Module aus multikristallinem Silizium. In Abbildung 14 wird dieser Trend genutzt, um einen Ausblick bis ins Jahr 2050 zu geben. Hierfür wird jedoch die Modulleistung in die Zelleffizienz umgerechnet. In Abbildung 14 wurde auch vermerkt, welche Wirkungsgrade von kristallinen Silizium-Technologien heute erreicht werden, wo das Wirkungsgradlimit für kristallines Silizium liegt und welche Wirkungsgrade vermutlich mit Tandem-Solarzellen mit Silizium als Basiszelle in der industriellen Produktion langfristig erreichbar sein werden. Die kristalline Silizium-Technologie befindet sich also erst am Anfang ihrer Entwicklung und hat noch ein erhebliches Kostenreduktions- und Leistungssteigerungspotenzial. Heutige Laborzellen zeigen, dass Modulwirkungsgrade bis 25 Prozent mit der kristallinen Silizium-Technologie erreichbar sind. Wie in Abbildung 14 dargestellt, erfordert die Fortsetzung der Wirkungsgradsteigerung mit kristallinem Silizium bis 2050 die Einführung neuer/zusätzlicher Halbleitermaterialien, um Wirkungsgrade von 30 Prozent und darüber durch Stapelsolarzellen zu erreichen.

<sup>19</sup> SolarWorld 2014.

Abbildung 13: Historische Entwicklung der typischen Modulperformance<sup>20</sup>Abbildung 14: Lineare Extrapolation des bisherigen Trends der kristallinen Si-PV und mögliche Implementierungsvarianten<sup>21</sup><sup>20</sup> SolarWorld 2014.<sup>21</sup> SolarWorld 2014.

### 3.2 Technische und ökonomische Daten

#### Technisch

| c-Si                                                                                              | 2013               | Kommentar                                                                                                                         | 2023                          | Kommentar                                                                                | 2050              | Kommentar                                                                                                                    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Mono: Flächenbedarf in Modul-<br>m <sup>2</sup> /kW <sub>p</sub>                                  | 6,4<br>(Al-BSF)    | In-House-Schätzung SolarWorld                                                                                                     | 4,4 ± 0,4<br>(PERC, HIT, IBC) | In-House-Schätzung So-<br>larWorld                                                       | 3,5<br>(Tandem)   | In-House-Schätzung<br>SolarWorld                                                                                             |
| Mittlerer Stromertrag in<br>kW h/kW <sub>p</sub> bei optimaler Süd-<br>ausrichtung in Deutschland | 950                | mittlerer Ertrag von 5.000 dt. Anlagen<br>2010 bis November 2014 <sup>22</sup>                                                    | 997<br>PR = 0,9               | basierend auf Verbesse-<br>rung des PR von heute<br>0,85 auf zukünftig 0,9 <sup>23</sup> | 1.000<br>PR = 0,9 |                                                                                                                              |
| Mittlerer Stromertrag in<br>kW h/kW <sub>p</sub> bei Ost-West-<br>Ausrichtung in Deutschland      | 862                | mittlerer Ertrag von 60 dt. Anlagen<br>2010 bis Nov. 2014<br>O-W-Ausrichtung bis auf +/-20°, Nei-<br>gung 0 bis 30° <sup>22</sup> | 897<br>PR = 0,9               | Schätzung RWi                                                                            | 900<br>PR = 0,9   |                                                                                                                              |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in<br>%<br>- Bestwerte im Labor                                        | 25,6               | Panasonic auf 143 cm <sup>2</sup> <sup>24</sup>                                                                                   | 27                            | eigene Schätzung<br>für „c-Si only“                                                      |                   |                                                                                                                              |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in<br>%<br>- Durchschnitt weltweite Mas-<br>senfertigung               | > 17,3<br>(Al-BSF) | Mittelwert über heutiges Produktan-<br>gebot.<br>Führende Unternehmen haben heute<br>19,0 % mit Al-BSF Mono.                      | 24                            | wie Sunpower Premi-<br>ummodule heute <sup>25</sup>                                      | 35                | Si-basierte Tandem-<br>zelle, geschätzt als<br>Mittelwert der phy-<br>sikalischen Grenzen<br>von Einfach- und<br>Tandemzelle |
| Primär-Energieeinsatz für Pro-                                                                    | 4.000–             | in Anlehnung an <sup>26</sup>                                                                                                     | 2.500–3.000                   | In-House estimate                                                                        | 1.900–            | In-House estimate                                                                                                            |

<sup>22</sup> Aus der Datenbank <http://www.pv-ertraege.de>.

<sup>23</sup> Reich et al. 2013.

<sup>24</sup> Masuko et al. 2014.

<sup>25</sup> Smith et al. 2013.

<sup>26</sup> Mann et al. 2014; Wetzel/Feuerstein 2011.

| c-Si                                           | 2013                                                                                                                                                                                                                                                                            | Kommentar | 2023 | Kommentar  | 2050  | Kommentar  |
|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|------|------------|-------|------------|
| duktion in kW h/kWp Mono/Multi                 | 4.800                                                                                                                                                                                                                                                                           |           |      | SolarWorld | 2.200 | SolarWorld |
|                                                | Primärenergieeinsatz Si → Modul; siehe <sup>27</sup> bezüglich Berechnungsstandards zum Elektrizitätsmix etc.                                                                                                                                                                   |           |      |            |       |            |
| Mögliche Erbringung von Systemdienstleistungen | Systemdienstleistungen wie Regelbarkeit durch den Netzbetreiber, Beiträge zur Spannungshaltung und Frequenzhaltung, Teilnetzversorgung, bessere Anpassung an den Lastgang durch Ost-West-Ausrichtung sind nicht spezifisch für kristallines Si und daher hier nicht aufgeführt. |           |      |            |       |            |

**Tabelle 5: Zusammenfassung der technischen Daten für 2023 und 2050. Für 2050 ist für die Modulleistung die Annahme eines Technologiedurchbruchs dargestellt, das heißt, dass es gelingt, kostengünstige, hocheffiziente Tandem- und/oder Tripelzellen zu realisieren.**

### Technische Potenziale

Seitens der Zellmaterialien und der Produktionstechnologien gibt es keine Einschränkungen im Hinblick auf die Ausbauziele für die Silizium-basierte Photovoltaik in Deutschland. Everding hat für Deutschland solargeeignete Dachflächen (ohne Fassaden) von 1.760 km<sup>2</sup> bestimmt.<sup>28</sup> Dies entspräche bei 6,4 m<sup>2</sup>/kW einer PV-Modulleistung von 275 GW oder einer solaren Stromerzeugung von 40 Prozent des deutschen Bedarfs. Die Hinzunahme von 584 km<sup>2</sup> Fassadenflächen<sup>29</sup> und von Freiflächen lässt erkennen, dass die zur Verfügung stehenden Flächen den Photovoltaik-Ausbau auf keinen Fall begrenzen.

Die Begrenzung des Photovoltaik-Ausbaus ergibt sich vielmehr aus dem zeitlichen Profil des solaren Dargebots und des Energiebedarfs. Das gilt, solange kostengünstige Speicher nicht verfügbar sind.

Der zukünftige Elektrizitätsmix wird sicher stark von der Kostenentwicklung der verschiedenen fossilen Energien (Stichworte: Ressourcenverfügbarkeit, Beschaffungspreise, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) im Vergleich zu den erneuerbaren Energien (Stichwort: Lernkurven) beeinflusst. Auch der Ausbau von Netzen und Speichern sowie das Zusammenwachsen von Strom- und Wärmeversorgung können die zukünftige Entwicklung mitbestimmen.

<sup>27</sup> Mann et al. 2014; Wetzel/Feuerstein 2011.

<sup>28</sup> Everding 2004.

<sup>29</sup> Cooper et al. 2012.

### 3.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### SWOT-Analyse

| intern <sup>30</sup> | Stärken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Schwächen                                                                                             |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erprobte Technologie mit Synergieeffekten aus der Si-Halbleiter-Technologie</li> <li>• Dank &gt; 90 Prozent Marktanteil industriegetrieben hohe Lernrate</li> <li>• Wenig Verlust von der Zelle zum großen Modul</li> <li>• Keine knappen Materialien erforderlich</li> <li>• Keine toxischen Rohstoffe</li> <li>• Hohe Akzeptanz</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostenreduktionspotenzial noch nicht ausgeschöpft</li> </ul> |
| extern <sup>31</sup> | Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Risiken                                                                                               |
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion des Siliziumverbrauchs</li> <li>• Neue Heterojunctions: polySi, gedruckte Heterojunctions</li> <li>• Silizium-basierte Tandem-Solarzellen</li> <li>• Transfer von Labor zur Massenproduktion demonstriert</li> <li>• Keine Ressourcenknappheit</li> <li>• Potenzial, sehr großen Beitrag zum Weltenergiebedarf zu leisten</li> </ul> |                                                                                                       |

Tabelle 6: SWOT-Analyse für Photovoltaikmodule aus kristallinen Silizium-Solarzellen

#### Vorteile

##### Produktion

Abbildung 11 lässt für die kristalline Silizium-Photovoltaik weiterhin eine starke Kostendegression erwarten. Diese Kostendegression wird von weltweiten Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen sowie dem Ausbau der Produktionskapazitäten getragen. Die möglichen Synergieeffekte mit der Si-basierten Mikroelektronik sind bei Weitem noch nicht ausgeschöpft und werden für zukünftige Wirkungsgradverbesserungen wichtig werden. Hierfür ist es vorteilhaft, dass die Einzelprozesse Waferbasiert auf Mikroelektronik-typischen Flächen durchgeführt werden. Dies ermöglicht den Transfer von Prozessen aus der Mikroelektronik und erlaubt eine schnellere Weiterentwicklung der Produktionsanlagen durch den Maschinenbau.

Beim kristallinen Silizium wird nicht direkt auf dem Verkapselungsmaterial abgeschieden. Das macht die kristalline Siliziumtechnik besonders flexibel, wenn es um den Einsatz neuer beziehungsweise alternativer Verkapselungsmaterialien geht.

<sup>30</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>31</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

Ein weiterer großer Vorteil der Silizium-Photovoltaik ist die Möglichkeit der Zellselektion vor der Modulproduktion. Dies macht das Erreichen homogener elektronischer Eigenschaften auf quadratmetergroßen Flächen leicht und ist vermutlich ein wichtiger Grund dafür, dass der Unterschied von Zellwirkungsgradrekorden und Modulwirkungsgradrekorden sehr klein ist.

### Produkt

Heute sind Modulleistungen von 250 bis 340 W<sub>p</sub> bei Moduleffizienzen von 16 bis 21,5 Prozent auf dem Markt verfügbar. Diese Wirkungsgrade kann bisher nur die kristalline Silizium-Technologie bieten (Abbildung 12). Neben einer weiter erhöhten Langlebigkeit durch neue Materialien im Modul werden künftig höhere Zellspannungen erzielt, die zu verbesserten Temperaturkoeffizienten und dadurch höheren Erträgen führen.

Wie bei allen PV-Technologien lassen sich aufgrund der variablen Anzahl der verwendeten Zellen und der flexiblen Verschaltungsmöglichkeiten vielfältige Spannungsbereiche bedienen. Ferner lassen sich durch die Verwendung von Full-square-Rückkontaktzellen auch optisch ansprechende Module herstellen, die ein homogen schwarzes Aussehen haben. Durch adaptierte Antireflexbeschichtungen und gefärbte Verkapselungsmaterialien werden auch der farblichen Gestaltung kaum Grenzen gesetzt.

Ein weiterer Vorteil ist, dass sowohl die Herstellung als auch das finale Produkt bei der Silizium-Solartechnik keine bedenklichen Umweltaspekte mit sich bringen. Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, gibt es einen geschlossenen Produktkreislauf, was die Basis einer in sich geschlossenen Wertschöpfungskette bildet.

### Nachteile

Das weiterhin bestehende große Kostenreduktionspotenzial ist teilweise noch ungenutzt. Weitere Anmerkungen hierzu sind dem Abschnitt zum Forschungsbedarf zu entnehmen.

### Kritische Materialien

Bei der Herstellung von kristallinen Siliziummodulen werden keine umweltbelastenden oder ressourcenarmen Materialien verwendet. Die PV-Module sind recyclingfähig.

Derzeit werden in den Siebdruckkontakten der Photovoltaikmodule typischerweise 120 mg Silber (Ag) pro Zelle verwendet.<sup>32</sup> Dies stellt die Lötbarkeit der Zelle sicher. Die Preise für Silber schwanken stark. Forschung und Entwicklung reduzieren den Silberverbrauch derzeit sehr erfolgreich. Perspektivisch kann Silber vollständig vermieden werden.

| Material              | Typisch kg/kW <sub>p</sub> | Quelle                                                           |
|-----------------------|----------------------------|------------------------------------------------------------------|
| Ag-Paste (nass) heute | 0,023                      | berechnet aus 120 mg per Full-square-Zelle und 20 % Wirkungsgrad |
| Ag-Paste 2023         | 0,010                      | eigene Schätzung                                                 |
| Ag-Paste 2050         | 0                          | eigene Schätzung                                                 |

**Tabelle 7: Verbrauchsschätzung der Silberpaste**

<sup>32</sup> Cooper et al. 2012.

### *Herstellung*

Die schwersten Unfälle in der Vergangenheit, die bei der Herstellung von Wafern, Zellen oder Modulen geschahen, waren nach Kenntnis der Autoren Silangas-Explosionen. Der Schaden bleibt lokal, weil Silan an der Luft zu Quarzsand ( $\text{SiO}_2$ ) verbrennt. Bei der Herstellung von Solarzellen wird Flusssäure für das Entfernen dünnster Oxidschichten vor der Oberflächenpassivierung verwendet. Die Mengen sind relativ klein und gut handhabbar.

### *Betrieb*

Grundsätzlich ist der Betrieb gefahrlos, lediglich beim Anlagenbrand entstehen Dämpfe/Rauch.

### *Entsorgung*

Aufgrund des geschlossenen Recycling-Kreislaufs (vgl. Abbildung 9) ist die Entsorgung unproblematisch.

### **Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme**

Den Autoren sind keine rechtlichen oder gesellschaftlichen Akzeptanzprobleme bekannt. Es ist allerdings zu beobachten, dass Abgaben auf selbst erzeugten und selbst verbrauchten Solarstrom von großen Teilen der Öffentlichkeit nicht verstanden werden.

## **3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit**

Von den bis Ende 2013 weltweit installierten 140 GW an Photovoltaikmodulen sind etwa 126 GW aus kristallinem Silizium.<sup>33</sup>

Die nach Produktionsvolumen größten zehn Produzenten von Photovoltaikmodulen waren im Jahr 2013 Yingli Solar, Trina Solar, Canadian Solar, First Solar, JA Solar, Jinko Solar, Kyocera, Flextronics, Solar Frontier und Sharp.<sup>34</sup> Davon produzierten zwei Hersteller, First Solar (CdTe) und Solar Frontier (CIGS), Dünnschicht-Solarmodule. Die jährliche Produktionsmenge kristalliner Si-Photovoltaikmodule betrug im Jahr 2013 etwa 34 GW. Das entspricht 90 Prozent der Weltjahresproduktion an PV-Produkten. Die Photovoltaik-Produktionsmengen stiegen kontinuierlich und werden weiter steigen.

## **3.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf**

### **Essenzieller Beitrag bis 2023**

Ein essenzieller Beitrag der Forschung und Entwicklung zur Verbesserung der kristallinen Si-Photovoltaik-Technologie ist bis 2023 zu erwarten und möglich. Die Essenz der F&E-Beiträge zum Fortschritt der c-Si-Technologie wird bis 2023 mit hoher Wahrscheinlichkeit in einer fortschreitenden Verbesserung vieler Einzelaspekte liegen: energieeffiziente Siliziumherstellung und Kristallisation, schnelleres Sägen, weniger Sägeverlust, schnellere Beschichtungen, weniger Kapitaleinsatz bei den Maschinen, dünnere und billigere Wafer mit höheren langzeitstabilen Lebensdauern, Prozesse für die Massenfertigung, generell weniger Materialeinsatz im Modul, im System und in der Fertigung, Reduktion der Komplexität der Prozesse. In der Vergangenheit waren es diese Fortschritte, welche die

---

<sup>33</sup> SEMI/PVGroup 2014.

<sup>34</sup> GTM 2014.

Kosten pro Fläche signifikant gesenkt und die Wirkungsgrade kontinuierlich gesteigert haben. Zusätzlich ist es wichtig, in der Forschung heute für die großtechnische Umsetzung noch viel zu riskant erscheinende Verbesserungsmöglichkeiten der c-Si-Technologie zu evaluieren. Hierzu gehören Module aus integriert verschalteten, dünnen, einkristallinen Si-Schichten, die ohne Sägeprozesse hergestellt werden und höchste Wirkungsgrade erreichen, alternative Fertigungstechnologien bei der Wafer-, Zell- und Modulherstellung sowie die Entwicklung von Tandemstrukturen für Wirkungsgrade jenseits der physikalischen Grenze für reine c-Si-Solarzellen.<sup>35</sup>

Der für die c-Si-Technologie bestehende breite Forschungsbedarf ist in der Strategic Research Agenda 2011<sup>36</sup> gut dargelegt. Die Forschung muss in drei Bereichen erfolgen: industrienah (kurzfristig), anwendungsnah (mittelfristig) und Grundlagen (langfristig).

---

<sup>35</sup> Green et al. 2013.

<sup>36</sup> Secretariat of the European Photovoltaic Technology Platform 2011.

## 4 Dünnschicht-Photovoltaikmodule – CIGS und CdTe

### 4.1 Beschreibung

Die Herstellung der Dünnschicht-Solarmodule erfolgt vom Substratmaterial (Glas oder Folie aus Polymer/Metallen) über die Abscheidung der Kontakt- und Absorberschichten und die monolithische Verschaltung bis zur Verkapselung in einer einzigen Produktionslinie. Als heute am Markt relevante Technologien sind Kupfer-Indium-Gallium-Selenid (CIGS) und Cadmiumtellurid (CdTe) zu nennen. Die Si-Dünnschicht-Technologie auf Basis des amorphen und mikrokristallinen Silizium hat sich auf dem Solarmodulmarkt in Europa nicht durchgesetzt, und die globalen Marktanteile nahmen in den letzten Jahren von drei Prozent in 2011 auf unter ein Prozent in 2014 ab. Es gibt für diese Technologie allerdings noch verschiedene Nischenanwendungen.

Abbildung 15 zeigt den Schichtaufbau für die drei genannten Dünnschicht-Technologien.

**CIGS ( $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$  und  $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S}, \text{Se})_2$ )** besitzt als polykristallines Material eine direkte Bandlücke. Für Solarzellen und -module werden daher nur geringe Schichtdicken des Halbleiters von ca. 1,5 bis 2  $\mu\text{m}$  benötigt, was zu einem geringen Materialverbrauch führt. Für die Produktion relevante Herstellungsverfahren beruhen auf sequenziellen Prozessen (Sputtern) oder auf einer Ko-Verdampfung der erforderlichen Elemente.

Für die Herstellung der reinen Absorberschicht werden noch unterschiedliche Verfahren von den im Markt aktiven Firmen eingesetzt. Dabei ist noch unklar, welches Verfahren sich durchsetzen wird.

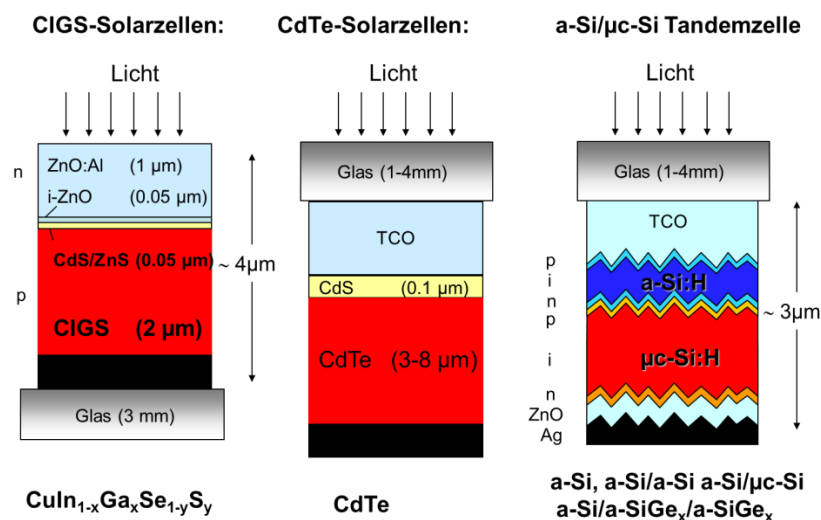


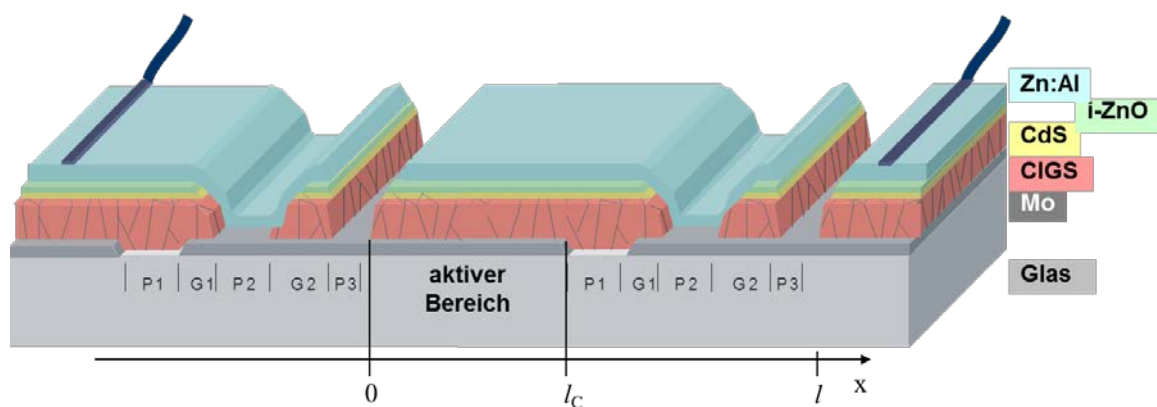
Abbildung 15: Schematischer Aufbau der anorganischen Dünnschicht-Technologien. In roter Farbe ist der lichtabsorbierende Teil des Schichtaufbaus gezeigt. Bei CIGS und CdTe formt jeweils eine dünne CdS-Schicht als n-Leiter den pn-Übergang. Beim a-Si/μc-Si wird ein Tandemaufbau verwendet, bei dem die a-Si- und μc-Si-Schichten jeweils einen Teil des Spektrums absorbieren. Die elektrischen Kontakte sind an der lichtzugewandten Seite transparent (hellblau) und bestehen auf der lichtabgewandten Seite in der Regel aus metallischen Schichten (schwarz).<sup>37</sup>

<sup>37</sup> M. Powalla, eigene Darstellung, veröffentlicht in Powalla et al. 2010.

**Cadmiumtellurid (CdTe)** ist ebenfalls ein direkter Halbleiter mit hoher Absorption. Zusammen mit Cadmiumsulfid (CdS) bildet es einen pn-Heteroübergang. Beide Materialien können einfach aufgebracht werden, zum Beispiel durch thermische Verdampfung oder die sogenannte Closed-space Sublimation – ein sehr schnelles Beschichtungsverfahren.

**Amorphes Silizium (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ )** wird ebenso den Dünnschichttechniken zugeordnet. Die Technologie ist aktuell als reine Dünnschicht-Solarmodultechnologie weniger relevant und wird deshalb in dieser Studie nicht weiter behandelt. Amorphe und mikrokristalline Siliziumschichten spielen als Hetero-Kontaktschichten eine wichtige Rolle bei neuartigen kristallinen, Wafer-basierten Silizium-Solarzellen (sogenannte Silizium-Heterojunction-Solarzellen).

Wesentliche Merkmale der Dünnschicht-Technologie sind der sehr geringe Materialeinsatz (aufgrund der wenige Mikrometer dicken Schicht), die großflächige Beschichtungstechnologie auf Fensterglas (momentaner Produktstandard), die transparent leitfähigen flächigen Kontakte und die monolithische Verschaltung der Einzelzellen zum Modul (in den Herstellungsprozess integrierte Verschaltung mittels mechanischer und/oder Laserstrukturierung zur elektrisch seriellen Verschaltung der Zellen zum Modul – siehe Abbildung 16).



**Abbildung 16: Serienschaltung am Beispiel eines CIGS-Moduls (der nicht aktive Verschaltungsbereich liegt heute bei ca. 5 bis 10 Prozent der Fläche)<sup>38</sup>**

Dünnschicht-Solarmodule werden typischerweise auf Substratgrößen von 120 cm x 60 cm und größer hergestellt. Sie unterscheiden sich elektrisch nur gering beziehungsweise gar nicht von Silizium-Wafer-basierten Solarmodulen.

<sup>38</sup> M. Powalla, eigene Darstellung.

## 4.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch

|                                                                                            | 2013         | 2023  | 2050                |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------|---------------------|
| Mittlerer Stromertrag in kW h/ kW <sub>p</sub> bei optimaler Südausrichtung in Deutschland | 1.000        | 1.050 | 1.100               |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in %                                                            | 21,7 (2014)  | 25    | 30–35 <sup>39</sup> |
| Energieeinsatz für Produktion in kW h/kW <sub>p</sub>                                      | 10.000 MJ/kW | 7.000 | 4.000               |

Tabelle 8: Technische Daten für CIGS<sup>40</sup>

Von der Manz AG wird die Wirkungsgrad-Roadmap für CIGS gerade überarbeitet; erwartet wird demnach bis 2017 ein Modulwirkungsgrad von ca. 18 Prozent. Ähnliche Werte werden für CdTe erwartet, siehe Tabelle 9 und Tabelle 10 beziehungsweise Abbildung 19.

|                                                                                           | 2013              | 2023  | 2050 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------|------|
| Flächenbedarf in m <sup>2</sup> /kW <sub>p</sub>                                          | 9,6 <sup>41</sup> |       |      |
| Mittlerer Stromertrag in kW h/kW <sub>p</sub> bei optimaler Südausrichtung in Deutschland | ca. 1.000         |       |      |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in %                                                           | 21,0 (2014)       | 23    | 25   |
| Energieeinsatz für Produktion in kW h/kW <sub>p</sub>                                     | 7.000             | 5.000 | 3000 |

Tabelle 9: Technische Daten für CdTe<sup>42</sup>

### Ökonomisch

|                                              | 2023     |         | 2050     |         |
|----------------------------------------------|----------|---------|----------|---------|
|                                              | Mininmal | Maximal | Mininmal | Maximal |
| Angenommene Nutzungsdauer <sup>43</sup> in a | 25       | 30      | > 25     | > 30    |

Tabelle 10: Ökonomische Daten für CIGS

Die Manz AG rechnet mit folgenden Produktionskosten (Cost of Ownership – CoO) für eine vergleichsweise kleine CIGS-Fabrik:

<sup>39</sup> Die hohen Wirkungsgrade 2050 beruhen – wie bei der c-Si-Technologie – auf der Annahme, dass hocheffiziente Mehrfachsolarzellenkonzepte die Wirkungsgrade deutlich steigern.

<sup>40</sup> Solar Frontier, Solibro.

<sup>41</sup> First Solar 2014. Standardmodul mit 75 W<sub>p</sub> hat eine Fläche von 1.200 mm x 600 mm.

<sup>42</sup> First Solar 2014.

<sup>43</sup> Wird als Zeitraum für die Berechnung der Annuität verwendet.

**Kostenstruktur einer CIGS-Fabrik mit 150 MW/a (Basis 2014)<sup>44</sup>**

Produktionskosten 0,40 €/W<sub>p</sub>, davon

- Material **0,19 €/W<sub>p</sub>**
- Abschreibung **0,12 €/W<sub>p</sub>**
- Lohn **0,02 €/W<sub>p</sub>**
- Anderes **0,08 €/W<sub>p</sub>**

Für eine größere Fertigung von ca. 500 MW/a und mit Einrechnung der geplanten Upgrades sind CoO von 0,3 €cent/W bis 2018 zu erwarten; mit ähnlicher Kostenverteilung.

Folgende Angaben zu den Produktionskosten und der Moduleffizienz von CdTe-Modulen stammen aus diversen Investor Calls und Konferenzbeiträgen von First Solar.<sup>45</sup>

First Solar hat in den letzten zehn Jahren eine beeindruckende Entwicklung gezeigt. Die Produktionskosten wurden systematisch gesenkt, die Wirkungsgrade steigen in der Produktion stetig. In den letzten Jahren gelang es auch, die Rekordwirkungsgrade auf Laborebene auf 21,5 Prozent zu steigern und aktuell ein Rekordsolarmodul mit 18,2 Prozent Wirkungsgrad herzustellen.<sup>46</sup> Damit erscheint die in Abbildung 19 dargestellte Prognose für den zukünftigen Modulwirkungsgrad in der Massenfertigung realistisch.

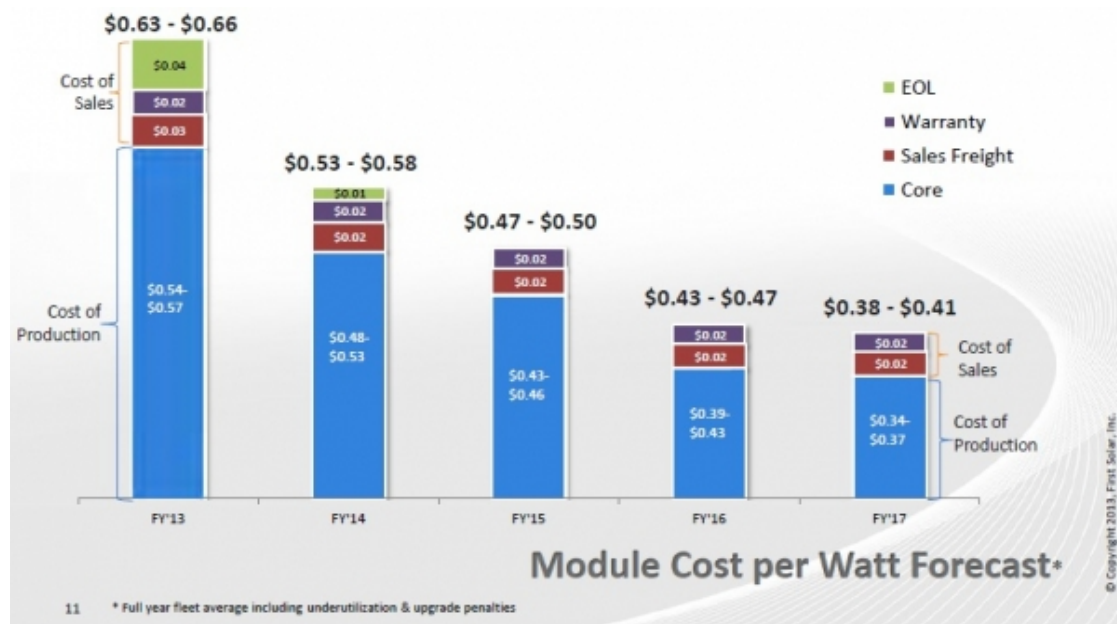


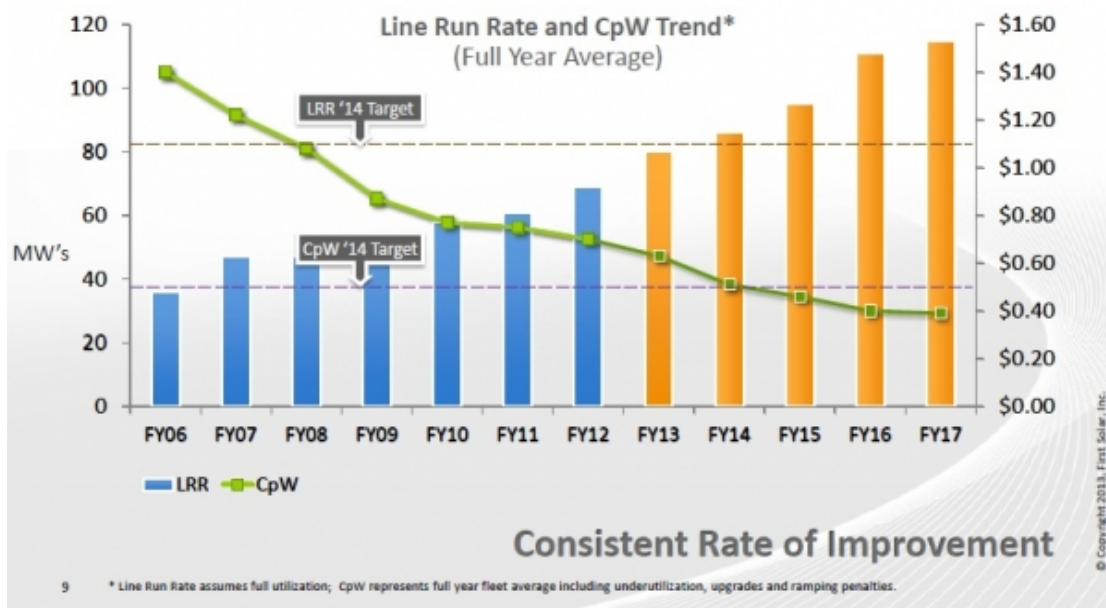
Abbildung 17: Prognose Modulkosten für CdTe<sup>47</sup>

<sup>44</sup> Informationen der Manz AG.

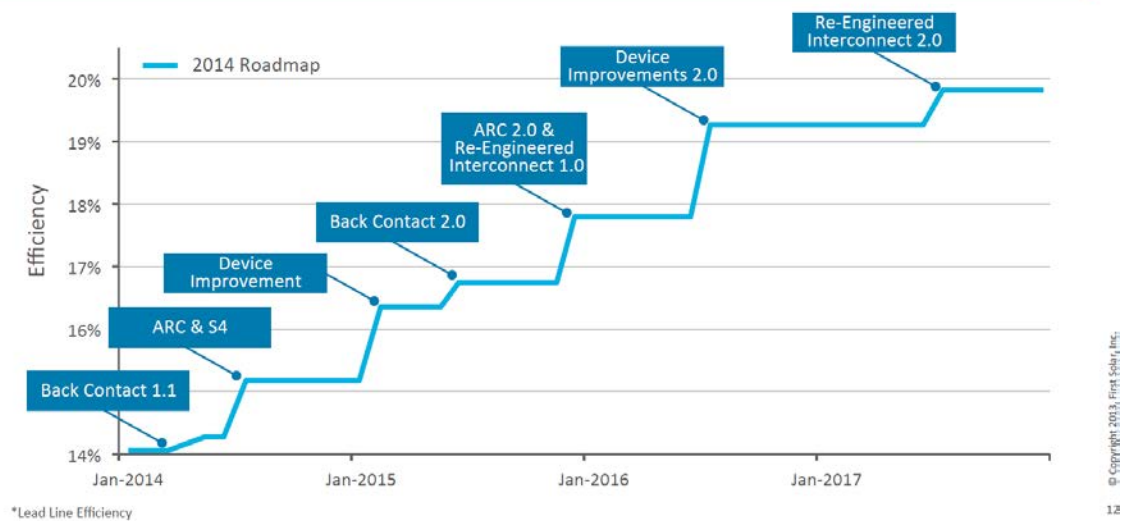
<sup>45</sup> First Solar 2014.

<sup>46</sup> First Solar 2015.

<sup>47</sup> First Solar 2013.

Abbildung 18: Line Run Rate und Cost per Watt Trend für CdTe<sup>48</sup>

## Module Efficiency – 2014 Roadmap

Abbildung 19: Prognose der Entwicklung des Modulwirkungsgrades bis 2018 seitens der Firma First Solar für CdTe<sup>49</sup><sup>48</sup> First Solar 2013.<sup>49</sup> First Solar 2014.

|                   | Lab cell eff.<br>act. area in % | Av. Prod.<br>module eff. ta<br>in % | CoO in €/W | System cost in<br>€/W | LCoE in Middle<br>Europe in<br>€/kW h |
|-------------------|---------------------------------|-------------------------------------|------------|-----------------------|---------------------------------------|
| Short Term 5 a    | 23                              | 16 (18) <sup>50</sup>               | 0,35       | < 1                   | 8                                     |
| Medium Term 10 a  | 25                              | 18 (20) <sup>50</sup>               | 0,3        | 0,8                   | 6                                     |
| Long Term 15–20 a | > 25                            | 20 (> 20) <sup>50</sup>             | 0,25       | 0,6                   | 5                                     |

**Tabelle 11: Wirkungsgrad und Kosten für CdTe-Dünnschicht-Photovoltaikmodule – kurz- (Short Term: 5 Jahre), mittel- (Medium Term: 10 Jahre) und langfristig (Long Term: 15 bis 20 Jahre)<sup>51</sup>**

### Technische Potenziale

Seitens der Zellmaterialien, der Produktionstechnologien und der Produkte gibt es keine Einschränkungen. Ebenso existieren keine Beschränkungen der Ausbaupotenziale aus technischer Sicht. Die Verfügbarkeit und Preise für die Ausgangsmaterialien In/Ga und Te müssen sorgfältig beobachtet werden.

## 4.3 Interdisziplinäre Beurteilung

### SWOT-Analyse CIGS

|                            | Stärken                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Schwächen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>intern<sup>52</sup></b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Wirkungsgrade in Zelle und Modul (noch hohes Verbesserungspotenzial)</li> <li>Temperaturverhalten günstig (TK)</li> <li>Materialverbrauch gering</li> <li>EPBT niedrig</li> <li>Nur geringste Mengen an Cadmium, welches auch komplett vermieden werden kann</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Wirkungsgradlücke zwischen Zelle und Modul noch groß</li> <li>Tandem-Technologie zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrades erst begonnen</li> <li>Noch viele verschiedene Verfahren → keine „Standardisierung“</li> <li>Skalierung zu langsam</li> <li>Hohe Einstiegshürde wegen hoher Primärinvestition, Splitting in Teilverfahren schwer möglich</li> </ul> |
|                            | Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Risiken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>extern<sup>53</sup></b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Technologie mit viel Entwicklungspotenzial</li> <li>Grading von <math>E_g</math> (energy gap) und Optimierung sonstiger Eigenschaften durch gezielte Variation der Zusammensetzung in der Schicht</li> </ul>                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Größere Produktionen sind außerhalb Europas → Technologieentwicklungsgeschwindigkeit muss hoch gehalten werden</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                       |

<sup>50</sup> Die aktuell publizierten Wirkungsgraderekorde von First Solar versprechen höhere Wirkungsgrade in den nächsten fünf bis zehn Jahren (siehe dazu Pressemitteilung 2015 und Abbildung 19).

<sup>51</sup> Dimmler 2015.

<sup>52</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>53</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

|  |                                                                                                                   |                                                                                                                                                                         |
|--|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Heterojunction: damit Freiheitsgrade in Material und Struktur</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Geringer Marktanteil der unterschiedlichen Fertigungstechnologien birgt Risiko des nicht realisierten Skaleneffekts</li> </ul> |
|--|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Tabelle 12: SWOT-Analyse für CIGS

## SWOT-Analyse CdTe

|                         | Stärken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Schwächen                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <sup>54</sup><br>intern | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Wirkungsgrade in Zelle und Modul</li> <li>• Temperaturverhalten günstig (TK)</li> <li>• Materialverbrauch gering</li> <li>• EPBT niedrig</li> <li>• Produktionstechnik ausgereift</li> <li>• Kostenführerschaft</li> <li>• Sehr schnelle Abscheidung möglich (capex), relativ simpler und robuster Abscheidungsprozess</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Wesentlichen nur ein Hersteller weltweit</li> <li>• Höchsteffizienztechnologie wird nur von einem Hersteller beherrscht</li> <li>• Cd als CdTe/CdS nicht vermeidbar</li> </ul> |
|                         | Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Risiken                                                                                                                                                                                                                    |
| <sup>55</sup><br>extern | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sehr kostengünstige Produktion</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nur ein nennenswerter Hersteller</li> <li>• Cd als CdTe mit Akzeptanzproblemen in manchen Ländern</li> </ul>                                                                      |

Tabelle 13: SWOT-Analyse für CdTe

Übergeordnet gilt für CIGS und CdTe Folgendes:

## Vorteile

## Produktion

- „Dünn“ wegen eines direkten Bandübergangs beziehungsweise hohen Absorptionskoeffizienten → wenig Materialverbrauch
- Geringer Energieaufwand für die Produktion
- Deposition auf kostengünstige Substrate (Glas, Metall, Plastik etc.)
- Hohe Depositionsraten, „keine kleine Einzelteile“, Verwendung kommerzieller Beschichtungstechnik (Architekturglas, Flachdisplaytechnik)
- Hohe Fertigungstiefe, wenige Prozessschritte (keine dreifache Aufspaltung von Wafer, Zelle, Modul), vollständig integrierte, vollautomatisierte Fabrik vom Materialeingang bis zum fertigen Modul
- Auch bei relativ geringen Produktionskapazitäten (ca. Faktor 10) wettbewerbsfähige Herstellkosten, Kostenführerschaft

<sup>54</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>55</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

- Noch viele ungenutzte Potenziale zur weiteren Verbesserung von Qualität und Herstellkosten („Learning Curve“ erst am Anfang und ca. 10 bis 20 Prozent tiefer und steiler als c-Si)

#### *Produkt*

- Monolithische Verschaltung → elektrisch anpassbar
- Geometrisch flexibel, Formate je nach Anwendung wählbar
- Hoher Wirkungsgrad im Schwachlastbereich
- Relative Unempfindlichkeit gegenüber Teilabschattung
- Geringer Leistungsverlust in heißen Ländern (niedriger Temperaturkoeffizient: dadurch höhere  $\text{kW h/kW}_p$ )
- Design, Gebäude- oder Produktintegration, auch teiltransparent und farbliche Erscheinung möglich

#### **Nachteile**

- Wirkungsgrad im Modul geringer als bei monokristallinen c-Si-Technologien
- Skalierung der Produktionstechnik bisher relativ gering
- Wenig Standardisierung wegen noch teilweise unterschiedlicher Technologie

#### **Kritische Materialien**

CdTe: Te, Cd als Nebenprodukt bei Zn-Gewinnung, Te bei Cu-Gewinnung, Tellur ist hinsichtlich der Verfügbarkeit eher noch schlechter als Indium, ähnlich Ge

CIGS: für Indium Nutzungskonkurrenz bei der Herstellung von Flachbildschirmen (LCD Fertigung) (> 85 %)

#### *Herstellung*

Bei CIGS wird teilweise Selenwasserstoff ( $\text{H}_2\text{Se}$ ) als Prozessgas in der Herstellung verwendet.  $\text{H}_2\text{Se}$  ist zwar sehr giftig, wird aber produktionstechnisch beherrscht. Elementares Cadmium ist kanzerogen; zur Toxizität von Cadmiumtellurid (CdTe) liegen nur wenige Informationen vor. Da CdTe stabiler und geringer löslich ist als elementares Cadmium, wird davon ausgegangen, dass es eine geringere Toxizität aufweist. Nach OSHA-Regeln, die keine Unterscheidung zwischen Cd und CdTe machen, muss bei Arbeiten mit CdTe in Räumen die Konzentration an Cd in Stäuben/Dämpfen unter einer Cd-Konzentration von  $0,005 \text{ mg/m}^3$  liegen.

#### *Entsorgung*

Für CdTe-Module besteht bereits ein Recyclingverfahren.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme**

Im Falle von CdTe kann es Akzeptanzprobleme bezüglich Cadmium geben.

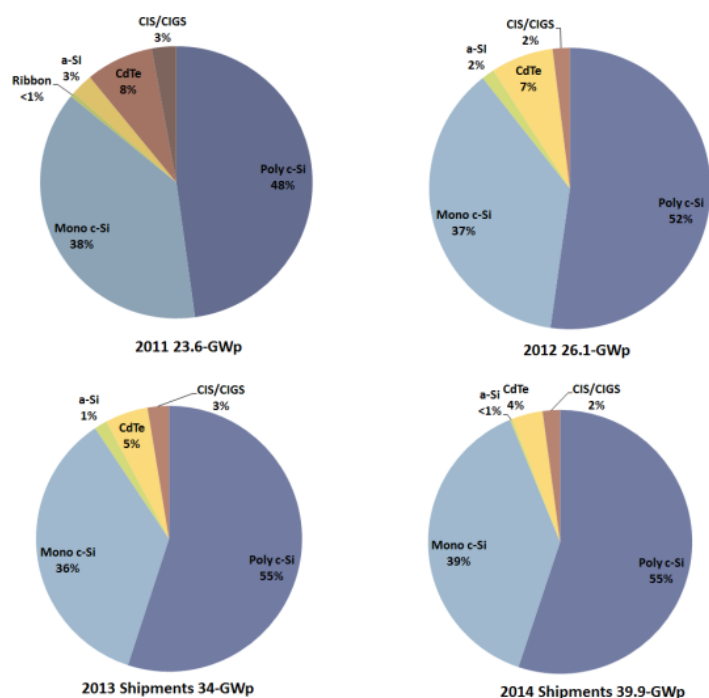
## 4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Tabelle 14 liefert einen Überblick über die bisher installierte Leistung, die wichtigsten Hersteller und die jährliche Produktion.

|                             | CIGS                                                                                   | CdTe                                                       | PV gesamt <sup>56</sup>                                                                                                                                               |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Installierte Leistung in GW |                                                                                        |                                                            | 2013                                                                                                                                                                  |
| Weltweit                    | ca. 2 Solar Frontier                                                                   | > 8 durch First Solar                                      | 138,8                                                                                                                                                                 |
| Europa                      | ca. 300                                                                                |                                                            | 81, 5                                                                                                                                                                 |
| Deutschland                 | ca. 200                                                                                |                                                            | 35,7                                                                                                                                                                  |
| Wichtigste Hersteller       | Solar Frontier, Japan<br>TSMC, Taiwan<br>Hanergy (Solibro), CHN<br>CNBM (Avancis), CHN | First Solar, USA<br>Primestar<br>Abound Solar<br>Calyxo, D | Yingli Green Energy <sup>57</sup><br>Trina Solar / Sharp Solar<br>Canadian Solar / Jinko Solar<br>Rene Solar / First Solar<br>Hanwaha Solar One<br>Kyocera / JA Solar |
| Jährliche Produktion        | Solar Frontier: 1 (2014)<br>Rest ca. 0,200                                             | First Solar: 1,8 (2014)                                    | 45,4 (2014) <sup>58</sup>                                                                                                                                             |

**Tabelle 14: Überblick installierte Leistung, wichtige Hersteller und jährliche Produktion**

Nachfolgende Informationen von Paula Mints sind Jahresangaben zur jährlich global ausgelieferten Menge an Solarmodulen (Global Photovoltaic Shipments) und zum Anteil der verschiedenen Modultechnologien.



**Abbildung 20: Global Photovoltaic Shipments 2011 bis 2014<sup>59</sup>**

<sup>56</sup> EPIA 2013.

<sup>57</sup> NPD Solarbuzz 2014.

<sup>58</sup> IHS Technology 2014.

## 4.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023<sup>60</sup>

Übergeordneter und eher grundlagenorientierter Forschungsbedarf besteht in der Steigerung der Wirkungsgrade durch zum Beispiel Tandemzellen, wie CIGS+Perowskit, und in der Reduktion der Kosten durch beispielsweise geringeren Materialverbrauch, alternative Materialien oder Prozesse. Weiterer F&E-Bedarf ist für die Verkapselung zur Fertigung neuer, flexibler Module im R2R-Verfahren (Rolle-zu-Rolle) notwendig.

*Industriell sind folgende Entwicklungen für CIGS anzustreben*

- Produktionsequipment für Module mit > 18 % Effizienz
- Weitere Reduktion der Zeiten für das Absorberwachstum auf < 2 min
- Nächste Generation Produktionsanlagen inklusive Substratgröße auf ca. 1,5 m<sup>2</sup> mit wesentlich erhöhtem Durchsatz (Faktor 2 bis 5): Ziel capex = zwei Drittel von heute

*Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei CIGS produktionsorientiert (also mittelfristig) findet sich bei folgenden Punkten*

- Verringerung des Materialverbrauchs/dünnere Schichten
- Alternative Versiegelung (auch für Glassubstratmodule): Dünnglas, Smart Films
- Vakuumfreie Abscheidung mancher Funktionsschichten
- Reduzierung der maximalen Prozesstemperatur (Energieeintrag)
- Alternative Puffer
- Alternative Verschaltungskonzepte
- Optical Confinement/Light Trapping
- Tieferes physikalisches Verständnis des Bauelements (Defekte, Metastabilitäten etc.)
- Tandemstrukturen

*Industrieseitig CdTe sind folgende Entwicklungen für CdTe anzustreben*

- Verringerung der Schichtdicken
- Verbesserte TCO
- Neue Verschaltungskonzepte

*Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei CdTe findet sich bei folgenden Punkten*

- Alternative TCO
- Reduktion der Prozesstemperaturen
- Neue Zell-Konzepte
- Alternative II-VI-Halbleiter (Ersatz Cd)
- Verständnis Diffusionsprozesse am Interface

<sup>59</sup> P. Mints 2014.

<sup>60</sup> Secretariat of the European Photovoltaic Technology Platform 2011.

**Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050**

Zum einen werden sich die Wirkungsgrade immer weiter dem theoretischen Limit für ein Halbleitermaterial (ca. 30 Prozent) nähern. Zum anderen werden neue Prinzipien eingesetzt, die Wirkungsgrade im Bereich von 40 bis 50 Prozent versprechen. Diese zielen im Wesentlichen darauf ab,

- Materialien ohne photovoltaisch relevante Defekte auf großen Flächen abzuscheiden sowie
- die Anpassung der Halbleiter an das optische Spektrum des Sonnenlichts zu verbessern. Dafür gibt es verschiedene Stoßrichtungen. Die vielversprechendsten sind die Multispektralzellen.

*Industrieseitig sind folgende Entwicklungen für CIGS anzustreben*

- Alternative Verschaltungskonzepte in der Produktion
- Ultraleichtes und Low Cost Package
- Standardisiertes Equipment

*Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei CIGS findet sich bei folgenden Punkten*

- Konzepte für Module > 18 %
- Tandemmodule und Multijunction Device für > 30 %

*Industrieseitig sind folgende Entwicklungen für CdTe anzustreben*

- Modifizierte Struktur → invertierte Sequenz, p-n-Zelle
- Effizienz nahe am physikalischen Limit

*Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei CdTe findet sich bei folgenden Punkten*

- Flexible CdTe-Module
- Alternative Fenster
- Neue Designkonzepte inklusive Tandem
- Hybridzellen
- Konzepte für Nutzung des vollen Spektrums

## 5 Gedruckte Photovoltaikmodule

### 5.1 Beschreibung

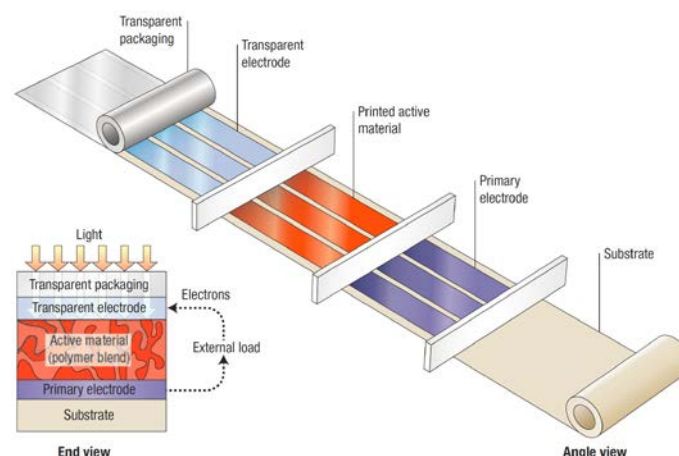
Im Folgenden werden Photovoltaik-Technologien behandelt, die sich in Niedrigtemperaturverfahren Rolle-zu-Rolle herstellen lassen. Momentan gehören dazu die organische Photovoltaik, die farbstoffsensibilisierte Halbleiter-PV (DSSC – Dye-sensitized Solar Cell) sowie die Perowskit-basierte PV. Die Kesterit- und Chalkopyrit-basierte PV bedarf bis auf wenige Ausnahmen (siehe unter anderem CrystalSol) eines Hochtemperaturprozesses zur Formierung beziehungsweise Rekristallisierung des Halbleiters. Aufgrund der Verfügbarkeit der Daten und hinsichtlich der praktischen Relevanz liegt der Schwerpunkt dieses Steckbriefs auf der organischen PV.

#### **Gedruckte PV – Organische und Perowskit-basierte Photovoltaik sowie farbstoffsensibilisierte Solarzellen („DSSC“)**

Die Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen mittels R2R-Druck- beziehungsweise Beschichtungsverfahren bei niedrigen Temperaturen bietet die Möglichkeit, Solarmodule mit attraktiven Eigenschaften wie Flexibilität, geringes Gewicht und Semitransparenz kostengünstig in großen Mengen zur Verfügung zu stellen.

Die Technologien, die sich am besten für dieses Herstellungsverfahren eignen, sind die organische und die farbstoffsensibilisierte Halbleiter-Photovoltaik (hybride PV). Zuletzt sind die Dünnschicht-Perowskit-Solarzellen hinzugekommen. Im Folgenden werden die erwähnten Technologien kurz beschrieben.

Die typische Struktur einer organischen Solarzelle ist in Abbildung 21 wiedergegeben. Organische Solarzellen bestehen aus einer zweikomponentigen Schicht, die zwischen eine Loch- beziehungsweise Elektronenextraktionsschicht und die entsprechenden Elektroden eingebettet ist.



**Abbildung 21:** Schematische Darstellung einer organischen Solarzelle (links) und Schema des druck- beziehungsweise beschichtungstechnischen Herstellungsprozesses (rechts)<sup>61</sup>

<sup>61</sup> Gaudiana/Brabec 2008.

Die Zusammensetzung und die einzigartige Morphologie der Zweikomponentenschicht (im Allgemeinen als „Bulk Heterojunction“ bezeichnet) bestimmen im Wesentlichen deren photovoltaische Eigenschaften. Eine Komponente, der Donor, ist entweder ein Polymer oder ein kleines Molekül, das drei Funktionen zu erfüllen hat: Lichtabsorption, Abgabe eines Elektrons an die zweite Komponente der Schicht und Transport des verbliebenen Lochs an die Kathode. Bei der zweiten Komponente, dem Akzeptor, handelt es sich meist um ein Fullerenderivat, vereinzelt auch um ein Polymer, das die Aufgabe hat, das vom elektronisch angeregten Donor stammende Elektron aufzunehmen und zur Anode zu transportieren.<sup>62</sup> Die Dicke der aktiven Schicht bewegt sich typischerweise zwischen 100 nm und 300 nm, was einen sehr geringen Materialverbrauch bei der Herstellung der Zellen zur Folge hat.

### Farbstoffsensibilisierte Solarzellen (DSSC)

In ihrer klassischen Form bestehen DSSC aus einer Schicht von farbstoffbeschichteten  $\text{TiO}_2$ -Nanopartikeln, die sich in einem Elektrolyten befinden, in den zwei Elektroden eintauchen, vgl. Abbildung 22.<sup>63</sup>

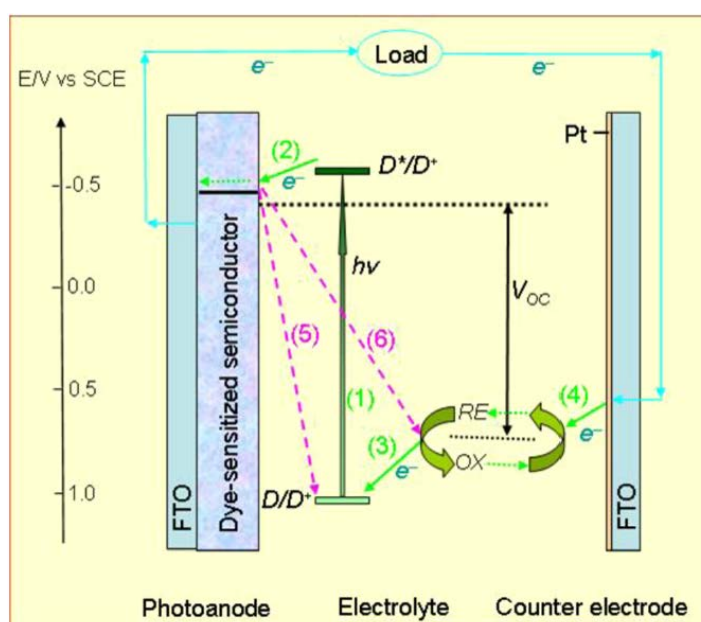


Abbildung 22: Schematische Darstellung einer farbstoffsensibilisierten Solarzelle<sup>64</sup>

Vor Kurzem wurde auch eine hocheffiziente Variante der DSSC vorgeschlagen, die ohne flüssigen Elektrolyten auskommt und somit den Weg zu stabileren Modulen ebnet.<sup>65</sup>

### Perowskit-Solarzellen

Perowskit-Solarzellen sind die jüngsten Mitglieder in der Familie der gedruckten PV-Technologien. Sie beruhen auf den Perowskiten  $\text{RMX}_3$  ( $\text{R} = \text{CH}_3\text{NH}_3$  oder  $\text{H}_2\text{NCHNH}_2$ ,  $\text{M} = \text{Pb}$  oder  $\text{Sn}$ ,  $\text{X} = \text{Halogen}$ ) als aktiven Materialien und sind entweder als mesoporöse („sensibilisierte“) oder als Dünnschicht-Zellen ausgeführt (siehe Abbildung 23).

<sup>62</sup> Gaudiana 2008.

<sup>63</sup> O'Regan/Grätzel 1991.

<sup>64</sup> Wu 2015. Reprinted (adapted) with permission from Wu 2015. Copyright (2015) American Chemical Society.

<sup>65</sup> Chung et al. 2012.

Der Aufbau einer planaren Perowskit-Dünnschicht-Solarzelle mit dem Perowskit  $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$  als Absorberschicht ist in Abbildung 23 dargestellt. Als transparent leitfähige Oxidschicht wird mit fluordotiertem  $\text{SnO}_2$  (FTO Fluorine doped Tin Oxide) oder zinndotiertem Indiumoxid (ITO) beschichtetes Glas verwendet. Der elektronensensitive Kontakt ist im Beispiel  $\text{TiO}_2$  oder  $\text{SnO}_2$ , als Lochleiter werden organische Halbleiter verwendet (im Beispiel Spiro-OMeTAD).

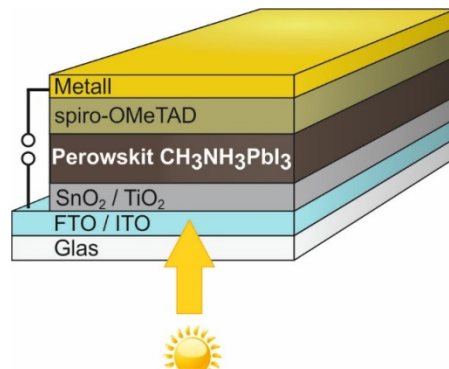


Abbildung 23: Aufbau einer planaren Perowskit-Dünnschicht-Solarzelle mit dem Perowskit  $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$  als Absorberschicht<sup>66</sup>

Die Zellspannung unter Beleuchtung entspricht der Differenz des Quasi-Fermi-Niveaus des  $\text{TiO}_2$  und des elektrochemischen Potenzials des Elektrolyten, das wiederum durch das Potenzial des im Elektrolyten gelösten Redoxpaares bestimmt wird (Abbildung 23). Inzwischen werden zertifizierte Wirkungsgrade von bis zu 20,1 Prozent erreicht.<sup>67</sup>

Sowohl organische beziehungsweise Perowskit-basierte als auch farbstoffsensibilisierte Zellen lassen sich, meist durch die Kombination von großflächiger Abscheidung und Laserablation, leicht so herstellen, dass eine monolithische Verschaltung zwischen den einzelnen Zellen erreicht wird (Abbildung 24).

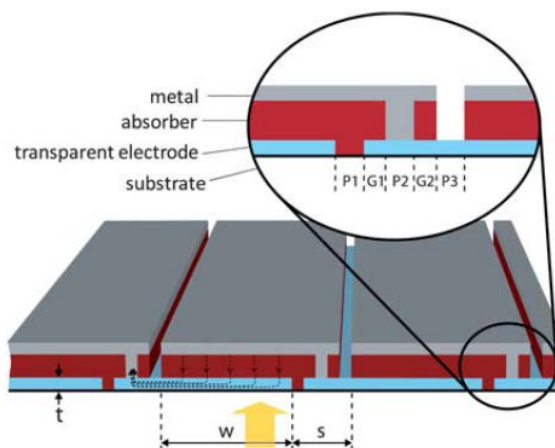


Abbildung 24: Gedrucktes Solarmodul aus monolithisch verschalteten Zellen. Die relevanten Parameter sind die Breite der aktiven Zellfläche,  $w$ , und die Breite des inaktiven Verschaltungsbereiches,  $s$ . P1 bezeichnet die Trennung der unteren, transparenten Elektrode, P2 den Kontakt zwischen den Elektroden benachbarter Zellen und P3 die Trennung der oberen Elektrode.<sup>68</sup>

<sup>66</sup> Bernd Rech, eigene Darstellung.

<sup>67</sup> Jeon 2015.

<sup>68</sup> Rowell 2011.

### Entscheidende Merkmale der gedruckten PV

- Es handelt sich um eine Dünnschicht-Technologie, mit Schichtdicken im Bereich von wenigen Hundert Nanometer, was einen sehr geringen Materialeinsatz ermöglicht.
- Großflächige Rolle-zu-Rolle-Produktion auf flexiblen Substraten wurde gezeigt.<sup>69</sup>
- Semitransparente Module mit nahezu beliebigem Design eröffnen völlig neue Anwendungen.
- Die monolithische Verschaltung der Zellen zum Modul durch Laserablation oder neuartige Drucktechniken ermöglicht geometrische Füllfaktoren von mehr als 97 Prozent.<sup>70</sup>

## 5.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch

|                                                                                            | 2013                                        | 2023                                                         | 2050 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------|
| Flächenbedarf in m <sup>2</sup> /kW <sub>p</sub>                                           | < 20                                        | < 10                                                         | < 5  |
| Mittlerer Stromertrag in kW h/ kW <sub>p</sub> bei optimaler Südausrichtung in Deutschland | keine belastbaren Werte                     |                                                              |      |
| Mittlerer Stromertrag in kW h/ kW <sub>p</sub> bei Ost-West-Ausrichtung in Deutschland     | keine belastbaren Werte                     |                                                              |      |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in % <sup>71</sup>                                              | OPV: 10,7<br>DSSC: 11,9<br>Perowskite: 20,1 | OPV sj: 15<br>OPV mj: 20<br>DSSC sj: 15<br>Perowskite sj: 25 |      |
| Energieeinsatz für Produktion in kW h/kW <sub>p</sub>                                      | 150                                         |                                                              |      |

Tabelle 15: Technische Daten für gedruckte Photovoltaik<sup>72</sup>

### Ökonomisch

|                                  | 2023    |         | 2050    |         |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|
|                                  | Minimal | Maximal | Minimal | Maximal |
| Investition in €/kW <sub>p</sub> | 150     | 250     | 75      | 150     |
| Angenommene Nutzungsdauer in a   | 3       | 10      | 5       | 25      |

Tabelle 16: Ökonomische Daten für gedruckte Photovoltaikmodule<sup>73</sup>

### Technische Potenziale

Seitens der Zellmaterialien gibt es keine Einschränkungen. Für das Zieljahr 2023 wird das Potenzial im Wesentlichen durch limitierte Produktionskapazitäten bestimmt. Für das Zieljahr 2050 ergibt sich das Potenzial hauptsächlich aus den zur Verfügung stehenden geeigneten Flächen.

<sup>69</sup> Hoesel et al. 2013.

<sup>70</sup> Kubis et al. 2014.

<sup>71</sup> Teilweise nicht langzeitstabil.

<sup>72</sup> Espinosa 2012; Green et al 2015.

<sup>73</sup> Kubis et al. 2014.

|                                                                             | 2023            | 2050                                                                            |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Maximal installierbare Peak-Leistung in Deutschland bis zum Stichjahr in GW | 1 <sup>74</sup> |                                                                                 |
| Mit der angegebenen Leistung im Mittel erzeugbare Strommenge in TW h/a      | maximal 0,5     | ca. 10 bis 20 Prozent des Jahresstromverbrauchs (50 bis 100 TW h) <sup>75</sup> |

Tabelle 17: Technische Potenziale Gedruckte Photovoltaikmodule

### 5.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### SWOT-Analyse

|                             | Stärken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Schwächen                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>intern</b> <sup>76</sup> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Geringer Materialverbrauch</li> <li>Verwendung leichter und flexibler Materialien als Substrate</li> <li>Inhärent semitransparente Module mit nahezu beliebiger Farbgebung möglich</li> <li>Modul-Effizienzen von &gt; 10 Prozent (Einfachzellen) beziehungsweise bis zu 20 Prozent (Tandemzellen) erreichbar</li> <li>Günstiges Temperaturverhalten, günstiges Verhalten bei niedrigen Lichtintensitäten</li> <li>Herstellung mit R2R-Verfahren möglich, auch von Tandem- und Tripelzellen</li> <li>Kosten potenziell deutlich unter 50 €cent/W<sub>p</sub></li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Aufgrund von Sauerstoff-/Wasser-Sensitivität hochwertige Verkapselung notwendig</li> <li>Effizienzen großflächiger Module momentan noch &lt; 5 Prozent</li> <li>Momentan noch große Lücke zwischen Laborzelle und R2R-Modul</li> </ul> |
|                             | Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Risiken                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>extern</b> <sup>77</sup> | <p><b>LCOE von 3 €cent/kW h erreichbar</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Anwendungsgebiete, die traditionellen PV-Technologien verschlossen sind (Fassaden, Fenster etc.) aufgrund beliebigen Designs</li> </ul> <p><b>Problemloses Recycling</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>„Distributed Manufacturing“ möglich, aufgrund geringer Investitionskosten und einfacher Prozesse</li> </ul>                                                                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Geringe Akzeptanz der Technologie aufgrund Unsicherheit hinsichtlich Lebensdauer</li> <li>Hohe Materialkosten, insbesondere für aktive Schicht, aufgrund geringer Produktionsvolumina</li> </ul>                                       |

Tabelle 18: SWOT-Analyse für organische Solarzellen

<sup>74</sup> Eigene Schätzung für > 10 km<sup>2</sup> BIPV.

<sup>75</sup> Eigene Schätzung für LCOE von 3 €cent/kW h; Kubis et al. 2014.

<sup>76</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>77</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

|                      |                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                     |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| intern <sup>78</sup> | <b>Stärken</b>                                                                                                                                                                   | <b>Schwächen</b>                                                                                                                                                                    |
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenziell kostengünstige Herstellung</li> <li>• Inhärent semitransparente Module mit variabler Farbgebung möglich</li> </ul>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Handling-Risiken durch Flüssig-Elektrolyt</li> <li>• Effizienzen kommerzieller Module momentan noch <math>\leq 3</math> Prozent</li> </ul> |
| extern <sup>79</sup> | <b>Chancen</b>                                                                                                                                                                   | <b>Risiken</b>                                                                                                                                                                      |
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anwendungsgebiete, die traditionellen PV-Technologien verschlossen sind (Fassaden, Fenster etc.) aufgrund beliebigen Designs</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Geringe Akzeptanz der Technologie aufgrund widersprüchlicher Daten zu Lebensdauer</li> </ul>                                               |

Tabelle 19: SWOT-Analyse für DSSC

|                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| intern <sup>80</sup> | <b>Stärken</b>                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>Schwächen</b>                                                                                                                                                                                                                                                     |
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Effizienzen &gt; 25 Prozent erreichbar</li> <li>• Semitransparente Zellen möglich</li> </ul>                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aufgrund der Empfindlichkeit gegenüber Luftfeuchtigkeit aufwendige Verpackung notwendig</li> </ul>                                                                                                                          |
| extern <sup>81</sup> | <b>Chancen</b>                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>Risiken</b>                                                                                                                                                                                                                                                       |
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anwendungsgebiete, die traditionellen PV-Technologien verschlossen sind (Fassaden, Fenster etc.) aufgrund beliebigen Designs</li> <li>• Sehr kostengünstig aufgrund preiswerter Fertigung und billiger Ausgangsmaterialien</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lösung der Lebensdauerprobleme noch unklar</li> <li>• Gesetzliche Bestimmungen zum Betrieb und zur Entsorgung schwermetallhaltiger PV-Technologien</li> <li>• Akzeptanzprobleme aufgrund des Schwermetallgehalts</li> </ul> |

Tabelle 20: SWOT-Analyse für Perowskit-Solarzellen

### Vorteile hinsichtlich der Produktion

- Aufgrund der hohen Absorptionsquerschnitte der verwendeten organischen Materialien können sehr dünne aktive Schichten verwendet werden, was einen minimalen Materialeinsatz erlaubt.
- Rolle-zu-Rolle-Produktion auf dünnen, leichten und billigen Substraten (Kunststoff) ist möglich.
- Die Produktion kann durch Standardverfahren der Druck- und Beschichtungstechnologie erfolgen: Schlitzdüsenbeschichtung, Inkjet-Druck, flexographischer Druck, Siebdruck etc.
- Keine Hochtemperaturschritte nötig, daher geringer Energieaufwand.
- Geringe Investitionskosten.
- Hoher Durchsatz möglich, bis zu 60 m/min für die aktive Schicht.<sup>82</sup>

<sup>78</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>79</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

<sup>80</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>81</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

<sup>82</sup> Jakubka et al. 2013.

- Die monolithische Verschaltung der einzelnen Zellen zum Modul ist sowohl mit rein drucktechnischen Verfahren als auch mittels Laserablationstechniken möglich.<sup>83</sup>

#### Vorteile hinsichtlich des Produkts

- Potenziell geringer Preis aufgrund der geringen Investitionskosten und der preiswerten Produktionsverfahren.
- Hohe Jahres-Energieernte bezüglich der STC-Effizienzwerte, aufgrund des günstigen Temperaturkoeffizienten und des vorteilhaften Verhaltens bei Schwachlicht und flachem Lichteinfall.
- Hohe geometrische Flexibilität, geringe Dicke und geringes Gewicht ermöglichen neben der R2R-Produktion auch den Einsatz in flexiblen Anwendungen (gekrümmte Oberflächen, Zelt-dachkonstruktionen) sowie die In-Line-Integration in Produkte beispielsweise der Bauindustrie.
- Die inhärente Semitransparenz und nahezu beliebige Form und beliebiges Design eröffnen zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten, besonders im Baubereich.

#### Nachteile

- OPV und DSSC haben zurzeit noch geringere Effizienzen als die traditionellen Si-, CIGS- und CdTe-Technologien. Für alle Technologien werden in kurzen Abständen neue Rekorderffizienzen veröffentlicht. Tandem- und Tripelzellen bieten ein weiteres Potenzial für Effizienzsteigerungen.
- Die verwendeten aktiven Materialien für OPV-Zellen sind teilweise noch relativ teuer. Eine deutliche Kostensenkung bei höheren Produktionsvolumina ist zu erwarten.
- Zur Lebensdauer gedruckter Solarmodule existieren nur wenige systematische Untersuchungen, vor allem unter Betriebsbedingungen im Außenbereich. Sowohl die organischen als auch die Perowskit-basierten Halbleiter sind sensitiv gegenüber Sauerstoff und/oder Wasser (mit entsprechend aufwendiger Verpackung scheinen aber Lebensdauern > 15 Jahre realistisch).
- Momentan ist der Einsatz organischer Lösungsmittel in der Produktion noch unumgänglich. Die Entwicklung alternativer grüner Verfahren ist im Gange.

#### Kritische Materialien

##### Ressourcen

Für die momentan verwendete Architektur von OPV-Modulen ist das in der transparenten Elektrode enthaltene Indium die kritische Ressource. Nach dem Ersatz von Indium durch beispielsweise Silber-Nanodrähte ist Silber das limitierende Material. Alle anderen Komponenten ( $\text{TiO}_2$ ,  $\text{ZnO}$ , organische Materialien) sind nahezu unbegrenzt verfügbar.

| Material | Minimal kg/kW <sub>p</sub> | Maximal kg/kW <sub>p</sub> |
|----------|----------------------------|----------------------------|
| Indium   | 0,005                      | 0,012                      |
| Silber   | 0,01                       | 0,05                       |

Tabelle 21: Kritische Materialien<sup>84</sup>

<sup>83</sup> Kubis et al. 2014.

<sup>84</sup> Eigene Berechnungen.

### *Herstellung*

Die Prozessierung der OPV-Module erfolgt teilweise (noch) aus aromatischen, nicht-halogenierten Lösungsmitteln. Daraus resultiert einerseits eine Belastung der Umwelt, andererseits ein Gefährdungspotenzial durch Explosion der Lösungsmitteldämpfe. Eine Lösungsmittelrückgewinnung oder der Umstieg auf ökologische Lösungsmittel erlauben die vollständige Unterdrückung von Emissionen. Im Falle der Perowskit-Technologie existieren noch keine belastbaren Daten; es ist aber von einer potenziellen Gefährdung durch Schwermetalle auszugehen.

### *Betrieb*

Gefahren im Anlagenbetrieb entstehen unter Umständen durch die Brennbarkeit des Kunststoffs PET. Ein über die Entstehung giftiger Gase bei der Verbrennung des Kunststoffs hinausgehendes spezifisches Gefährdungspotenzial ist nicht bekannt. Eventuelle Nanopartikel-Immissionen sind in ihrer Wirkung bislang nicht untersucht. Bei intakter Verkapselung ist auch das Risiko durch die in Perowskit-Modulen enthaltene Schwermetallverbindung gering.

### *Entsorgung*

Die verkapselten Module bestehen im Wesentlichen aus dem Kunststoff PET (> 99 Prozent). Bedenkliche Komponenten (Ag, Cu, In, gegebenenfalls Metalloxid-Nanopartikel) sind daher nur in sehr geringen Mengen vorhanden. In Perowskit-Solarzellen ist Blei enthalten, allerdings in Gewichtsanteilen < 1 Prozent (bezogen auf das Modul). Hier sind Lebenszyklusanalysen notwendig, die beurteilen, wie stark auch kleine Mengen Blei in Produktion, Betrieb und Entsorgung der Solarmodule problematisch sind und welche Gegenmaßnahmen notwendig werden.

### **Rechtliche Hindernisse**

Rechtliche Hindernisse im engeren Sinne sind nicht bekannt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass im momentan anvisierten Zielmarkt „Bauwerksintegrierte Photovoltaik“ zahlreiche bau- und feuerschutzrechtliche Vorschriften einzuhalten sind. Hierzu gibt es bislang nur wenige Untersuchungen.<sup>85</sup> Wird die Integration der gedruckten PV-Module in Konstruktionselemente durch die Bauzulieferindustrie vorgenommen, liegt die Einhaltung der Vorschriften in deren Verantwortungsbereich. Die Entwicklung der Gesetzgebung hinsichtlich schwermetallhaltiger PV-Technologien ist abzuwarten.

### **Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme**

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme sind aufgrund des Fehlens giftiger Komponenten, der unproblematischen Entsorgung und der meist ansprechenden Ästhetik der Module bei der aktuellen Technologie nicht zu erwarten. Die Technologie ist noch sehr jung, und es müssen neue Materialien sorgfältig geprüft werden. Ein Beispiel ist die Verwendung von Metalloxid-Nanopartikeln, allerdings in Gewichtsanteilen von nur ca. 0,1 Prozent in den Ladungsextraktionsschichten. Dies könnte zu Irritationen führen. Neu stellt sich die Frage bei Perowskit-Modulen in Bezug auf die Verwendung kleiner Mengen Blei.

Bezüglich Lebensdauer und Effizienz bestehen kundenseitig oft Vorbehalte. Insgesamt müssen gesellschaftliche Akzeptanzprobleme je nach Fortschritt der Technologie und den dann verwendeten Materialien betrachtet und berücksichtigt werden. Es ist allerdings nicht zu erwarten, dass es einer „kritischen“ Technologie gelingen würde, am Markt erfolgreich zu sein.

---

<sup>85</sup> Van der Wiel et al. 2014.

## 5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Tabelle 22 liefert einen Überblick über die bereits installierte Leistung, die wichtigsten Hersteller und die jährliche Produktion.

|                       | OPV                                                                                  | PV gesamt <sup>86</sup>                                                                                                                                               |
|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Weltweit              | ca. 0,001                                                                            | 138,8                                                                                                                                                                 |
| Europa                | ca. 0,0005                                                                           | 81,5                                                                                                                                                                  |
| Deutschland           | ca. 0,0003                                                                           | 35,7                                                                                                                                                                  |
| Wichtigste Hersteller | Belectric OPV, Eight19, Armor, Mitsubishi, Specific, Solarmer, Toshiba <sup>87</sup> | Yingli Green Energy <sup>88</sup><br>Trina Solar / Sharp Solar<br>Canadian Solar / Jinko Solar<br>Rene Solar / First Solar<br>Hanwaha Solar One<br>Kyocera / JA Solar |
| Jährliche Produktion  | ca. 0,0005                                                                           | 45,4 (2014) <sup>89</sup>                                                                                                                                             |

**Tabelle 22: Überblick über installierte Leistung (in GW), wichtigste Hersteller und jährliche Produktion (in GW)**

## 5.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf

### Essenzieller Beitrag bis 2023

- Bis 2023 ist kein essenzieller Beitrag für die Freifläche zu erwarten, da die Kommerzialisierung dieser Technologie gerade erst begonnen hat.
- Aufgrund der erheblichen nutzbaren Flächen des Zielmarktes bauwerksintegrierter PV (2.500 km<sup>2</sup>) ist bei erfolgreichem Markteintritt allerdings sehr rasch mit essenziellen Beiträgen zur gebäudeintegrierten PV zu rechnen.
- Essenzielle Beiträge bei dezentralen, nicht netzgekoppelten Anwendungen sowie bei der Konsumentenelektronik sind aufgrund der geringen Kosten und des frei gestaltbaren Formfaktors möglich.

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023<sup>90</sup>

*Industrieseitig sind folgende Entwicklungen für OPV anzustreben*

- R2R-Integration und Automatisierung aller Produktionsschritte (Beschichtung, Strukturierung, Backend)
- Nächste Generation Produktionsanlagen mit Substratbreiten von 150 cm, Durchsatz von > 10 m/min und gleichzeitig beliebigem zweidimensionalen Layout
- Reduktion des capex durch Entwicklung preisgünstigerer Laserstrukturierungsverfahren
- In-Line-Produktionsverfahren für starre Substrate (zum Beispiel Fensterglas) für beliebiges zweidimensionales Layout, zum Beispiel Inkjet-Druck

<sup>86</sup> EPIA 2013.

<sup>87</sup> Toshiba 2014.

<sup>88</sup> NPD Solarbuzz 2014.

<sup>89</sup> IHS Technology 2014.

<sup>90</sup> Eigene Angaben.

- Standards für Angabe der jährlichen Energieernte
- Standards für Angabe von Lebensdauern

#### *Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei OPV*

- Steigerung der Effizienz durch Entwicklung neuer aktiver Materialien (vor allem Polymere und kleine Moleküle)
- Steigerung der Effizienz durch Tandem- und Tripelzellen, unter anderem auch OPV + Perowskit
- Steigerung der Effizienz von Modulen durch Verringerung des Verlustes beim Übergang von Laborzelle zu R2R-Modul auf > 10 Prozent
- Steigerung der Effizienz durch Light Management (Antireflexionsschichten, Lichtkonversion etc.)
- Reduktion der Kosten durch Verringerung des Materialverbrauchs (hier vor allem von Silber) beziehungsweise durch Eliminierung teurer Materialien (zum Beispiel ITO, wo möglich auch Ag, eventuell Polymere durch kleine Moleküle)
- Verlängerung der Lebensdauer auf > 15 Jahre (Erhöhung der intrinsischen Lebensdauer der Materialien, bessere Verkapselung mit preiswerten Barriere-Materialien)
- Systematische Untersuchung der Lebensdauer von Modulen unter Einsatzbedingungen
- Entwicklung neuer Verschaltungskonzepte, vor allem für Module mit beliebigem zweidimensionalen Layout

#### *Industrieseitig sind folgende Entwicklungen für DSSC anzustreben*

- R2R-Integration und Automatisierung aller Produktionsschritte (Beschichtung, Strukturierung, Backend)
- Standards für Angabe der jährlichen Energieernte
- Standards für Angabe von Lebensdauern

#### *Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei DSSC und Perowskiten*

- Steigerung der Effizienz durch Entwicklung neuer aktiver Materialien (Farbstoffe, Perowskite) und durch Tandem- und Tripelzellen, unter anderem auch Perowskit + OPV
- Steigerung der Effizienz von Modulen auf > 10 Prozent durch Verringerung des Verlustes beim Übergang von Laborzelle zu R2R-Modul
- Eliminierung flüssiger Elektrolyte aus DSSC und toxischer Stoffe (vor allem Pb aus Perowskiten)
- Systematische Untersuchung der Lebensdauer (vor allem bei Perowskiten)

#### **Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050**

##### *Industrieseitig sind folgende Punkte seitens der Entwicklung anzustreben*

- Konzepte für „Distributed Manufacturing“ auf Anlagen mit capex < 1 M€
- Konzepte für direkte Integration in beliebige Produkte
- Ultraleichtes und Low-Cost-Verpackungsmaterial

##### *Forschungs- und Entwicklungsbedarf*

- Konzepte für Module > 20 %
- Hybride Tandemmodule und Multijunction Devices für > 25 %

- Neuartige Light-Management-Konzepte (zum Beispiel Upconversion)
- R2R-Module mit einer LCOE von  $< 3 \text{ €cent/kW h}$
- Verlängerung der Lebensdauer auf  $> 25$  Jahre

## 6 Konzentrierende Photovoltaik (CPV)

### 6.1 Beschreibung

Bei der Konzentratorphotovoltaik wird ein optischer Konzentrator vor der Solarzelle platziert, der die Lichtintensität auf der Solarzelle um einen konstanten Faktor erhöht. Ist dieser Konzentrationsfaktor kleiner als 100, spricht man von niedrigkonzentrierenden Systemen (LCPV – Low Concentration Photovoltaic). Ist der Faktor größer als 300, spricht man von hochkonzentrierenden Systemen (HCPV – High Concentration Photovoltaic). Bei den Werten dazwischen hat sich gezeigt, dass eine kosteneffiziente Realisierung derzeit nicht möglich ist. Das kann sich in der Zukunft durch F&E wieder ändern.

Derzeit werden in LCPV-Systemen vorwiegend Silizium-basierende Zellen oder auch CIGS-Zellen eingesetzt. Typischerweise findet eine einachsige Nachführung statt, und die Konzentrationsfaktoren liegen überwiegend im Bereich unter 20.

Bei den HCPV-Systemen hat man dagegen eine präzise zweiachsige Nachführung (genauer als  $0.1^\circ$ ) und setzt in den Modulen Mehrfachsolarzellen auf Basis der III-V-Halbleiter ein. Mehrfachsolarzellen, die aus mehreren übereinander gestapelten Solarzellen verschiedener Bandlücke bestehen, können das Spektrum des Sonnenlichts energetisch besser ausnutzen als herkömmliche (Einfach-)Solarzellen aus Silizium, CdTe, CIGS etc. Entsprechende III-V-Mehrfachsolarzellen erreichen heute unter konzentriertem Sonnenlicht bereits Wirkungsgrade von 46 Prozent im Labor und über 40 Prozent in der industriellen Produktion. Im Vergleich zu den weit verbreiteten Einfachsolarzellen aus Silizium haben Mehrfachsolarzellen allerdings deutlich höhere Herstellungskosten aufgrund des komplexeren Produktionsprozesses. Durch ihre höheren Wirkungsgrade ermöglichen sie bei gleichbleibender Leistung eine Verringerung der benötigten Zellfläche – ein Grund, warum sie sich bereits als Standard in Anwendungen im Weltraum etabliert haben. Hier ist das Leistung-zu-Gewicht-Verhältnis ein entscheidendes Argument bei der Betrachtung der Gesamt-Systemkosten. Um auch in terrestrischen Anwendungen konkurrenzfähig zu sein, werden innovative Konzepte eingesetzt. Eine Möglichkeit ist die Konzentration des einfallenden Lichts durch günstige Linsen oder Hohlspiegel, wodurch die benötigte teure Zellfläche deutlich reduziert und zudem der Wirkungsgrad erhöht werden kann (vgl. Abbildung 25).



**Abbildung 25:** Links<sup>91</sup>: Ein Beispiel für ein Konzentratoren-System, welches Fresnel-Linsen zur Konzentration des Sonnenlichts nutzt. Das ursprünglich am Fraunhofer ISE entwickelte FLATCON®-Konzept (Mitte<sup>91</sup>). Rechts: Ein Beispiel für ein Paraboloid zur Konzentration des Sonnenlichts, wie es von der University of Arizona in den USA entwickelt wurde.<sup>92</sup>

Kostenstudien zeigen, dass Konzentratoren-PV-Systeme mit hocheffizienten Mehrfachsolarzellen an geeigneten Standorten einen Kostenvorteil gegenüber herkömmlichen Systemen mit Siliziummodulen ermöglichen. Dies gilt insbesondere bei hohen Konzentrationsfaktoren des Sonnenlichts, ab ca. 300-facher Konzentration. Da die konzentrierende Optik nur direktes Sonnenlicht auf die Solarzellen fokussiert, eignet sich die CPV insbesondere für sonnenreiche Regionen mit einem hohen Anteil an direktem Sonnenlicht. CPV-Systeme sind seit einigen Jahren im Markt, und es wurden bereits mehrere CPV-Kraftwerke mit Leistungen von jeweils 1 bis 80 MW weltweit installiert.

Eine aktualisierte Darstellung zum Status der CPV-Technologie (Technologiestatus, R&D und Industrie, Markt) ist in einem regelmäßig aktualisierten Bericht einsehbar, welcher vom Fraunhofer ISE und vom National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA, erstellt wurde.<sup>93</sup>

## 6.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch

Die CPV ist nur für Standorte mit hoher DNI (Direct Normal Irradiance) geeignet. Die Daten in der folgenden Tabelle beziehen sich auf den Referenzstandort Dagget, USA.

|                                                                    | 2013                                                                                                                        | 2023  | 2050  |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|
| Flächenbedarf in $\text{m}^2/\text{kW}_p$                          | siehe unten; bezogen auf Landfläche in etwa wie bei Si-Flachmodulen, bezogen auf die Aperturfläche 50 % von Si-Flachmodulen |       |       |
| Mittlerer Stromertrag in $\text{kW h}/\text{kW}_p$ mit Nachführung | 2.120                                                                                                                       | 2.200 | 2.300 |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in %                                    | 40                                                                                                                          | 49    | 52    |

**Tabelle 23:** Technische Daten für konzentrierende Photovoltaik<sup>94</sup>

<sup>91</sup> Fraunhofer ISE/NREL 2015, Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology, Version 1.1, September 2015.

<sup>92</sup> Angel et al. 2014.

<sup>93</sup> Fraunhofer ISE/NREL 2015.

## Ökonomisch

Am Fraunhofer ISE wurde im November 2013 eine in sich geschlossene Studie zu LCOE-Kosten veröffentlicht. Darin sind auch Daten zu CPV enthalten.<sup>95</sup>

Die CPV ist nur für Standorte mit hoher DNI<sup>96</sup> geeignet. Die Daten in der folgenden Tabelle sollten genutzt werden, um LCOE für verschiedene Referenzstandorte zu errechnen:

- Dagget, USA, mit DNI: 2.711 kW h/m<sup>2</sup>y
- Ouarzazate (-6.9°O, 30.93°N), Marokko, mit DNI: 2.935 kW h/m<sup>2</sup>y
- Granada (-3.06°O, 37,1°N), Spanien, mit DNI: 2.111 kW h/m<sup>2</sup>y

Die in der Tabelle angegebenen Werte beziehen sich auf Dagget, USA.

| Kraftwerk (> 1 MW <sub>p</sub> ), Freifläche | 2023    |         | 2050    |         |
|----------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
|                                              | Minimal | Maximal | Minimal | Maximal |
| Investition in €/kW <sub>p</sub>             | 0,8     | 1,3     | 0,35    | 0,7     |
| Angenommene Nutzungsdauer in a               | 25      | 30      | 35      | 40      |
| Betriebs- und Wartungskosten in €/kW h       | 0,008   | 0,012   | 0,004   | 0,005   |

Tabelle 24: Ökonomische Daten für konzentrierende Photovoltaik<sup>97</sup>

## Technische Potenziale

Die CPV wird in Deutschland nicht eingesetzt werden, da zu wenig direkte Einstrahlung vorhanden ist. Allenfalls kann in Freiflächenanlagen LCPV mit sehr niedrigen Konzentrationsfaktoren zur Anwendung kommen, zum Beispiel in Form von Bifacial-Zellen.

Die Konzentrator-Technologie eignet sich aber im Besonderen für die MENA-Region, von wo aus Stromtransport nach Europa, respektive Deutschland, möglich wird. Abschätzungen, wie viele Installationen in den MENA-Ländern möglich sind, sind derzeit den Autoren nicht bekannt. Eine einfache Abschätzung sollte von ähnlichen Potenzialen wie für CSP<sup>96</sup> ausgehen.

## 6.3 Interdisziplinäre Beurteilung

### SWOT-Analyse

|                      | Stärken                                                                                                                                                                                                                                             | Schwächen                                                                                                                                                                        |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| intern <sup>98</sup> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Wirkungsgrad bei Direktstrahlung</li> <li>• Stabilere Energieproduktion im Tagesverlauf durch Nachführung</li> <li>• Zusätzliche Nutzung der Abwärme bei aktiv gekühlten Systemen möglich</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Umwandlung von Diffusstrahlung</li> <li>• Nachführung zwingend und mit ausreichend hoher Präzision und Zuverlässigkeit</li> </ul> |

<sup>94</sup> Eigene Abschätzung A. Bett; Secretariat of the European Photovoltaic Technology Platform 2011.

<sup>95</sup> Fraunhofer ISE 2013.

<sup>96</sup> Siehe auch Technologiesteckbrief Solarthermische Kraftwerke.

<sup>97</sup> Fraunhofer ISE 2013.

<sup>98</sup> Technologieinhärente Faktoren.

|                      |                                                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                            |
|----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sehr geringe Energierücklaufzeit; nachhaltig durch geringen Ressourceneinsatz</li> <li>• Geringe Temperaturkoeffizienten</li> <li>• Doppelnutzung von Landflächen möglich</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Standorte mit hoher Einstrahlung DNI notwendig</li> </ul>                                                                         |
| extern <sup>99</sup> | <b>Chancen</b>                                                                                                                                                                                                                | <b>Risiken</b>                                                                                                                                                             |
|                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohes Potenzial für Kostensenkungen</li> <li>• Aufwendige Zelltechnologie mit Wertschöpfung in Deutschland, Modul- und Systemmontage in hoher lokaler Wertschöpfung</li> </ul>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nicht universell einsetzbar: nur Großkraftwerke in sonnenreichen Gebieten</li> <li>• Germaniumverfügbarkeit und -preis</li> </ul> |

Tabelle 25: SWOT-Analyse für konzentrierende Photovoltaik

### Kritische Materialien

Alle bei den Mehrfachzellen eingesetzten Materialien sind grundsätzlich ausreichend verfügbar. Am kritischsten ist das Substratmaterial Germanium (Ge). Hier werden ca. zwölf Tonnen per GW<sub>p</sub> benötigt. Die derzeitige Jahresproduktion beträgt 35.600 Tonnen.<sup>100</sup>

| Material  | Minimal kg/kW <sub>p</sub> | Maximal kg/kW <sub>p</sub> |
|-----------|----------------------------|----------------------------|
| Germanium | 0,008                      | 0,012                      |
| Indium    | 0,005                      | 0,005                      |
| Gallium   | 0,009                      | 0,011                      |
| Arsen     | 0,211                      | 0,253                      |
| Phosphor  | 0,127                      | 0,152                      |

Tabelle 26: Kritische Materialien<sup>101, 102</sup>

### Herstellung

Bei der Herstellung der III-V-Halbleiter wird mit hochgiftigen Ausgangsstoffen wie Arsin, Phosphin und Metallorganika gearbeitet. Die Sicherheitsprozesse, sowohl bei der Herstellung dieser Stoffe als auch bei der Weiterverarbeitung, sind in der Halbleiterindustrie sehr gut etabliert. Die III-V-Materialklasse wird auch in elektronischen Bauelementen sowie bei Leuchtdioden und Halbleiterlasern genutzt. Derzeit finden dazu auch Diskussionen im Rahmen des europäischen REACH-Verfahrens, durch das das europäische Chemikalienrecht harmonisiert wird, statt.

### Betrieb

Im Betrieb sind keine Gefahren bekannt, beziehungsweise zeigen die Analysen, dass aufgrund des geringen Einsatzes der Halbleitermaterialien wegen der optischen Konzentration keine Grenzwerte überschritten werden.

### Entsorgung

Die Halbleiter können und sollten alle recycelt werden. Durch den zu geringen Mengeneinsatz lohnt sich das Recycling derzeit nicht.

<sup>99</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

<sup>100</sup> Fraunhofer ISE/NREL 2015.

<sup>101</sup> Eigene Abschätzung A. Bett.

<sup>102</sup> Anmerkung: Die Werte sind auf Systemwerte (kW<sub>p</sub>) bezogen, nicht auf Zell- oder Modulwirkungsgrade.

### Rechtliche Hindernisse

Derzeit sind für die Konzentrator-Technologie keine rechtlichen Hindernisse bekannt.

### Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Akzeptanzprobleme im Allgemeinen gibt es bisher nicht. Vereinzelt findet man in Internet-Blogs Aussagen, dass Reflexe an den Glasoberflächen als störend empfunden werden (wie bei der Standard-PV auch). Solche Aussagen müssen beachtet werden. Derzeit keine Diskussion ist die Verwendung von Galliumarsenid (GaAs) als Solarzellenmaterial.

## 6.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Bis Ende 2014 wurden ca. 330 MW an CPV-Kapazität weltweit installiert. Davon wurden ca. 200 MW in 2012 und 2013 installiert. Vor 2012 gab es nur wenige Installationen. Mehrere große Kraftwerke ( $x \cdot 10$  MW) sind aktuell im Bau.

### Wichtigste Hersteller

- Solar Systems, AZOR Solar, Semprius

### Herstellung

- 2014: 70 MW, Fertigungskapazitäten sind größer

Es gibt einen globalen Markt für die Technologie, der sich in sonnenreichen Regionen mit einem hohen Anteil an Direktstrahlung befindet. Die Anlagengrößen sollten bei  $> 10$  MW liegen – daher ist ein zentraler Kraftwerksbetrieb besser geeignet als ein dezentraler Einsatz, siehe Referenz Fraunhofer ISE/NREL 2015.<sup>103</sup>

Das CPV-Konsortium betreibt eine Datenbank, in der die großen CPV-Installationen gelistet sind.<sup>104</sup>

## 6.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf

### Essenzieller Beitrag bis 2023

- Hohes Potenzial für Kostensenkungen vorhanden, sodass in 2023 Marktvolumina im GW-Bereich möglich sind.
- Systemwirkungsgrade von 30 Prozent im Betrieb sind möglich.

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Höhere Wirkungsgrade bei Zellen durch die Entwicklung von Vier- und Fünffach-Zellen; dazu sind Entwicklungen neuer Materialklassen, beispielsweise verdünnte Nitride wie GaInNAs, antimonhaltige Materialien, die Verknüpfung von III-V-Halbleitern mit Si notwendig.
- Neue Prozesstechnologien wie direktes Halbleiter-Bonding, höhere Abscheideraten (VPE-Prozesse), Ablöseprozesse für dünne Schichten (Laser Lift-off, chemisches selektives Ätzen).
- Verbesserte Konzentratoroptiken durch den Einsatz neuer Materialien und Prozesstechniken.

<sup>103</sup> Fraunhofer ISE/NREL 2015.

<sup>104</sup> CPVKonsortium 2015.

- Produktion beim Modulbau automatisieren; Prozesskontrolle weiter verbessern; höherer Durchsatz bei geringeren Ausfallraten.
- Präzisere und kostengünstigere Nachführungen; verbesserte Steuerungen und intelligente Sensorik.
- Standardisierung ist in Arbeit; hier werden im Rahmen der IEC TC82 WG7 mehrere Normen erarbeitet, zum Beispiel für Tracker, Energie und Power-Rating, Qualifizierung der Solarzellen-Baugruppe, Messverfahren für Solarzelle und Module.

**Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050**

- Da eine evolutionäre Weiterentwicklung erwartet wird, geht es zentral darum, den Wirkungsgrad von Zelle/Modul/System zu erhöhen und die Kosten niedrig zu halten. Dazu sind langfristig folgende F&E-Schwerpunkte von Bedeutung:
  - Materialentwicklung
  - Automatisierungs- und Produktionsprozessentwicklung
  - Vereinheitlichung im Design – auch durch Normung

## 7 Photovoltaik-Wechselrichter und Ausblick auf Systemlösungen

### 7.1 Beschreibung

#### Funktionsweise

Der Wechselrichter ist ein zentrales Element einer jeden PV-Anlage. Als seine Hauptaufgabe wandelt er den DC-Strom der PV-Module in netzkonformen Wechselstrom um. Darüber hinaus steuert er die PV-Anlage und übernimmt vielfältige weitere systemtechnische Aufgaben:

- Überwachung und Monitoring der PV-Anlage
- Sicherheitsrelevante Überwachung und Maßnahmen (zum Beispiel Lichtbogenerkennung und -löschung, Netzerkennung und -trennung etc.)
- Ertragsoptimierte Anlagenregelung
- Netzüberwachung, Netzstützung etc.

Ferner sind viele weitere neue Zusatzfunktionalitäten in Diskussion und Vorbereitung:

- Blindleistungserbringung, Regelleistungserbringung, Beitrag zum Netzwiederaufbau etc.
- Back-Up-Funktionalitäten bei Netzausfällen und Bildung von Versorgungsinseln
- Intelligentes Lastmanagement zur Eigenverbrauchsoptimierung oder zur Teilnahme an Energiemärkten
- Intelligente Einbindung in den Netzbetrieb und Teilnahme an Netzsystemdienstleistungsmärkten

Wechselrichter werden je nach Applikation und Systemoptimierung in unterschiedlichen Leistungsklassen realisiert. Vom kleinen, modulnahen einphasigen Mikro-Inverter mit 200 W Leistung über typische einphasige „Residential Inverter“ für die private Hausanlage und dreiphasige dezentrale Inverter der 10- bis 40-kW-Klasse bis hin zu großen Zentralwechselrichtern im Multi-Megawattmaßstab für die großen, weltweiten PV-Kraftwerke.

Applikaionsmäßig unterscheidet man drei typische Anwendungsklassen:

- Die kleine, private, gebäudeverbundene und verbrauchsnahe PV-Anlage
- Die große, gewerbliche, gebäude- und verbrauchsnahe PV-Anlage
- Das große PV-Kraftwerk als Freiflächenanlage im Mittelspannungsnetz und mit Leistungen bis in den Gigawattbereich

Darüber hinaus stellen auch kleine und große Off-Grid- und Inselnetz-Systeme eine weitere Anwendungsklasse dar, die hier jedoch nicht weiter betrachtet werden soll. Neben reinen PV-Wechselrichtern können Wechselrichter auch als reine Batteriewechselrichter oder PV-Wechselrichter mit externer Zusatzbatterie oder mit integrierter Batterie realisiert werden. Weitere Optionen sind integrierte Energiemanagementfunktionalitäten für das Lastmanagement und die intelligente Kommunikation mit unter anderem BHKW- und Wärmepumpen-Heizsystemen oder Elektrofahrzeugen.

### Schnittstellen zu anderen Themengebieten

Der PV-Wechselrichter kann generell nicht losgelöst vom Gesamtsystem betrachtet werden. Welche Aufgaben der Wechselrichter im Gesamtsystem übernimmt, hängt von verschiedenen Randbedingungen ab. Entscheidend ist dabei unter anderem, wie „PV-Eigenverbrauchslösungen“ mit und ohne Speicher ins System integriert werden – sowohl technisch (zum Beispiel Netzanbindung) als auch energiewirtschaftlich. Auch die Frage, welche Netzsystemdienstleistungen der Wechselrichter zukünftig erfüllen muss und wie diese vergütet werden, hat Einfluss darauf, wie sich die Wechselrichter bis 2050 weiterentwickeln. Davon hängen die zukünftigen technischen Daten und Kosten des Wechselrichters ab.

## 7.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch

|                                                | 2013                          | 2023                                                                                                                                    | 2050       |
|------------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Wechselrichter Wirkungsgrad in %               | 96–99                         | 98–99                                                                                                                                   | > 99       |
| Zusatzoptionen                                 | integrierter Batteriespeicher | integrierter Batteriespeicher<br>externer Zusatz-Batteriespeicher,<br>integriertes Energiemanagement<br>direkte Teilnahme Energiemärkte | siehe 2023 |
| Mögliche Erbringung von Systemdienstleistungen | Spannungshaltung              | Regelleistungserbringung<br>Blindleistungserbringung<br>Unterstützung des Netzwiederaufbaus<br>Momentan-Reserve                         | siehe 2023 |
| Wechselrichter-Leistung (pro Gerät)            | 100 W–1 MW                    | 100 W–3 MW                                                                                                                              | 100 W–3 MW |

Tabelle 27: Technische Daten für Photovoltaik-Wechselrichter

### Ökonomisch

|                                                                                                                          | 2023                               |                                    | 2050                               |                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
|                                                                                                                          | Minimal                            | Maximal                            | Minimal                            | Maximal                            |
| Investition in €/kW <sub>p</sub><br>Bandbreite für kleine, dezentrale Wechselrichter bis 20 kW                           | 100                                | 400 <sup>105</sup>                 | 50                                 | 300 <sup>105</sup>                 |
| Investition Leistung in €/kW <sub>p</sub><br>Bandbreite für große Zentralwechselrichter über 20 kW bis in den MW-Bereich | 50                                 | 100 <sup>105</sup>                 | 30                                 | 60 <sup>105</sup>                  |
| Angenommene Nutzungsdauer in a                                                                                           | 20                                 | 30                                 | 20                                 | 30                                 |
| Betriebs- und Wartungskosten in €/kW h                                                                                   | 2 % von Investition <sup>106</sup> | 5 % von Investition <sup>106</sup> | 1 % von Investition <sup>106</sup> | 5 % von Investition <sup>106</sup> |

Tabelle 28: Ökonomische Daten für Photovoltaik-Wechselrichter

<sup>105</sup> Abgeleitet aus den historischen PV-Wechselrichter-Preislerkurven mit der Annahme einer Preishalbierung bis 2023 sowie für 2050 die Bandbreite zwischen einer weiteren Preishalbierung und einer nicht ganz so starken Preisreduktion.

<sup>106</sup> Für PV-Großanlagen auf Basis aktueller typischer Erfahrungswerte.

### 7.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### SWOT-Analyse

| intern <sup>107</sup> | Stärken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Schwächen                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wechselrichter bieten das Potenzial für zusätzliches netzdienliches Verhalten</li> <li>• Option für erweiterte Wechselrichterfunktionalitäten (Speicherintegration, integriertes Energiemanagement, Back-Up-Funktionalitäten)</li> <li>• Hohe Dynamik, Regelgenauigkeit und Flexibilität der Wechselrichter-Leistungselektronik im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken</li> <li>• Wechselrichter wandelt Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom um und ermöglicht so die Verbundnetznutzung</li> <li>• MPP-Regelung des Wechselrichters optimiert die energetische Ausbeute aus der Solarzelle</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• WR ist ein zusätzliches Bauteil, das für die Einspeisung notwendig ist</li> <li>• Wechselrichter ist ein zusätzlicher Kostenfaktor</li> <li>• 1 bis 3 Prozent Wirkungsgradverluste</li> </ul>                                  |
| extern <sup>108</sup> | Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Risiken                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vergütung von Netzsystemdienstleistungen</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue, kostentreibende Anforderungen an Wechselrichter könnten gegebenenfalls gefordert werden (zum Beispiel Netzanschlussbedingungen, IKT-Zusatzausstattung, Netzsystemdienstleistungsbeiträge ohne Vergütung etc.)</li> </ul> |

Tabelle 29: SWOT-Analyse für Photovoltaik-Wechselrichter

#### Kritische Materialien

In Bezug auf Ressourcen, Herstellung, Betrieb und Entsorgung gibt es keine kritischen Materialien bei der PV-Wechselrichtertechnik (entsprechende Fragestellung ist vergleichbar mit der konventionellen Elektronikfertigung und -nutzung).

#### Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Für die PV-Wechselrichtertechnik sind keine relevanten kritischen Aspekte bekannt.

### 7.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

PV-Wechselrichter sind technologisch ausgereift und für alle Applikationen weltweit in guter Qualität und mit langer Lebensdauer verfügbar. Insgesamt wurden in den vergangenen 20 Jahren weltweit über 150 GW Wechselrichter-Nennleistung installiert, und derzeit werden 40 GW/Jahr hergestellt. Deutschland ist mit dem Weltmarkt- und Technologieführer SMA (15 Prozent Weltmarktanteil in 2013) derzeit noch führend.

<sup>107</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>108</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

Der Trend geht weg vom reinen AC einspeisenden PV-Wechselrichter hin zu intelligenten und wirtschaftlichen Systemlösungen. Sei es das kleine, dezentral optimierte System mit Speichereinsatz, Lastmanagement und intelligenter Vernetzung mit anderen lokalen Erzeugern und zentralen Leitstellen und Märkten oder die neuartige, systemoptimierte PV-Großanlage mit kraftwerksähnlichen Eigenschaften für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb. Solche neuen Systemlösungen sind in ersten Ansätzen marktverfügbar, aber es besteht noch ein sehr großes unerschlossenes Potenzial und sehr viel Entwicklungsbedarf – insbesondere, was die Systemintegration der neuen Lösungen in das Energieversorgungssystem insgesamt betrifft und die daraus sich ergebenden Anforderungen an die Systemgestaltung und Komponenten.

## 7.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

### Essenzieller Beitrag bis 2023

- Zentrales Element für alle netzintegrierten Photovoltaik-Anwendungen. Neben der DC-AC-Wandlung übernehmen die Wechselrichter vielfältige Systemaufgaben – siehe 7.4.

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

- Wirtschaftlichen Nutzen der PV durch neue Systemlösungen erschließen
- (PV-Wärme-Kombisysteme, PV & E-Mobility, PV-Diesel-Hybridsysteme, netzdienliche PV-Kraftwerke etc.)
- Mit intelligenter Netzintegration Zusatzkosten im Netz vermeiden und Netzkosten senken

(spezielle Möglichkeiten netzdienlicher PV nutzen, Smart-Grid-Aufwand minimieren etc.)

- Wechselrichter-Massenproduktion mit noch größeren Stückzahlen erlaubt jetzt neue technologische Lösungen zur Fortsetzung der Kostendegression („Low-Cost-High-Tech-Wechselrichter“ für den Weltmarkt)
- Kostenorientierte Weiterentwicklung der Wechselrichter-Technologien
  - neue Materialien und Bauelemente (Halbleiter-Technologien und Wickelgüter)
  - Hochintegration für vollautomatisierte kostengünstige Fertigung und Zuverlässigkeit
  - sehr hohe Schaltfrequenzen für weniger Materialeinsatz
  - Standardgerät für echte Massenproduktion

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

- Fortführung und weitere Vertiefung der bis 2023 bearbeiteten Themen und Ziele

## 8 Bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV)

### 8.1 Beschreibung

Es ist erklärtes Ziel der Bundesregierung, bis 2050 einen CO<sub>2</sub>-neutralen Gebäudebestand zu erreichen. Auch die aktuellen EU-Vorschriften zu Netto-Nullenergiegebäuden weisen in die gleiche Richtung. Für die Erreichung dieser Ziele spielt die regenerative Energiewandlung am Gebäude durch BIPV eine zentrale Rolle. Andere wichtige Technologien für dieses Ziel sind Effizienzsteigerung und Solarthermie.

Kundenspezifische, bauwerksintegrierte PV-Module stellen eine große Chance für nachhaltige lokale Wertschöpfung dar, wenn es gelingt, hier einen Massenmarkt zu etablieren. Der Grund ist, dass ähnlich wie bei anderen Bauprodukten (zum Beispiel Isolierverglasungen) nicht zu erwarten ist, dass solche objektspezifischen Produkte in anderen Weltregionen hergestellt und aufwendig an eine bestimmte Baustelle transportiert werden. Die Etablierung eines BIPV-Massenmarktes stellt eine große Herausforderung dar und sollte mit den anderen PV-Fachgruppen abgestimmt sein.

Entsprechend der Definition in der Vornorm prEn50583 spricht man von einer gebäudeintegrierten Anlage, wenn sie neben der Produktion von Solarstrom mindestens eine weitere Funktion der Gebäudehülle übernimmt. Für BIPV-Systeme lassen sich grundsätzlich alle gängigen PV-Technologien einsetzen. Die Schwierigkeit liegt darin, dass in aller Regel spezielle, objektspezifische Größen und Glasdicken erforderlich sind. Häufig werden auch besondere Anforderungen an die Ästhetik und an die Verschattungstoleranz gestellt.

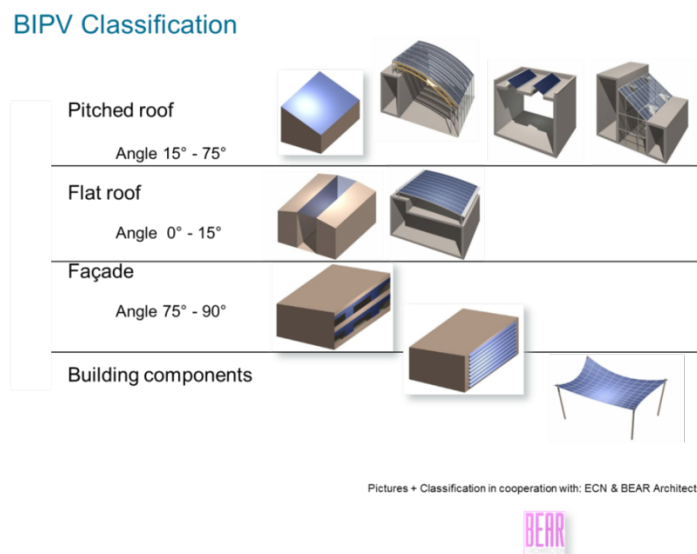


Abbildung 26: Unterschiedliche Möglichkeiten für die Installation von BIPV<sup>109</sup>

<sup>109</sup> Fraunhofer ISE in Kooperation mit ECN und Bear Architects.

## 8.2 Technische und ökonomische Daten

### Technisch

|                                                                                         | 2013                                                                                   | Quelle                                           | 2023                      | Quelle                                           | 2050                      | Quelle                                           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------------------|
| Flächenbedarf in $\text{m}^2/\text{kW}_p$                                               | 7,2                                                                                    | $\eta_{\text{Modul}}$ 14 %<br>eigene Abschätzung | 5                         | $\eta_{\text{Modul}}$ 20 %<br>eigene Abschätzung | 3,3                       | $\eta_{\text{Modul}}$ 30 %<br>eigene Abschätzung |
| Mittlerer Stromertrag in $\text{kW h/kW}_p$ bei optimaler Südausrichtung in Deutschland | 1.000 (30°),<br>750 (90°)                                                              | Ertragsrechner                                   | 1.000 (30°),<br>750 (90°) | Ertragsrechner                                   | 1.000 (30°),<br>750 (90°) | Ertragsrechner                                   |
| Mittlerer Stromertrag in $\text{kW h/kW}_p$ bei Ost-West-Ausrichtung in Deutschland     | 870 (10°), 560 (90°)                                                                   | Ertragsrechner                                   | 870 (10°),<br>560 (90°)   | Ertragsrechner                                   | 870 (10°),<br>560 (90°)   | Ertragsrechner                                   |
| Wirkungsgrad auf Zellebene in %                                                         | 16                                                                                     |                                                  | 22                        | eigene Abschätzung                               | 32                        | eigene Abschätzung                               |
| Energieeinsatz für Produktion in $\text{kW h/kW}_p$                                     | siehe Standard-PV-Modul                                                                |                                                  |                           |                                                  |                           |                                                  |
| Mögliche Erbringung von Systemdienstleistungen                                          | PV in Fassade oder Dach<br>Ost/West: Verringerung des Einspeisepeaks täglich, saisonal |                                                  |                           |                                                  |                           |                                                  |

Tabelle 30: Technische Daten für bauwerksintegrierte Photovoltaik

### Ökonomisch

|                                                       | 2013                |                      | 2023    |         | 2050    |         |
|-------------------------------------------------------|---------------------|----------------------|---------|---------|---------|---------|
|                                                       | Minimal             | Maximal              | Minimal | Maximal | Minimal | Maximal |
| Investition (System) in $\text{€/kW}_p$               | 2.000               | 9.000                | 1.500   | 4.000   | 750     | 2.000   |
| Angenommene Nutzungsdauer <sup>110</sup> in a         | 20                  | 30                   | 25      | 40      | 25      | 50      |
| Betriebs- und Wartungskosten in % von der Investition | 1 für große Systeme | 5 für kleine Systeme | 1       | 5       | 1       | 5       |

Tabelle 31: Ökonomische Daten für bauwerksintegrierte Photovoltaik<sup>111, 112</sup>

<sup>110</sup> Wird als Zeitraum für die Berechnung der Annuität verwendet; Annahme von 80 Prozent der Anfangseffizienz am Ende der Nutzungsdauer.

<sup>111</sup> Schätzung ZSW.

<sup>112</sup> Fath et al. 2015.

### Technische Potenziale

|                                                                             | 2023                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 2050                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Maximal installierbare Peak-Leistung in Deutschland bis zum Stichjahr in GW | Gesamtes Potenzial:<br>Dachfläche 5.000 km <sup>2</sup> +<br>2.000 m <sup>2</sup> Fassade, davon<br>25 % nutzbar, bei $\eta_{\text{Bestand}}$ :<br>16 %:<br>280 GW <sub>p</sub><br>Davon angenommener Anteil<br>realisierter BIPV von 0,1 % bis<br>2023 ergibt:<br>0,3 GW <sub>p</sub> (BIPV) | Gesamtes Potenzial:<br>Dachfläche 5.000 km <sup>2</sup> + Fas-<br>sade 2.000 km <sup>2</sup> , davon 25 %<br>nutzbar, $\eta_{\text{Bestand}}$ : 30 %:<br>525 GW <sub>p</sub><br>Davon angenommener Anteil<br>realisierter BIPV von 10 % bis<br>2050 ergibt:<br>52 GW <sub>p</sub> (BIPV) |
| Mit der angegebenen Leistung im Mittel erzeugbare Strommenge in TW h/a      | 0,3 TW h                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 40 TW h                                                                                                                                                                                                                                                                                  |

Tabelle 32: Technische Potenziale<sup>113</sup>

Es ist zu beachten, dass „Auf-Dach“-Lösungen und dachintegrierte Lösungen (In-Dach) im Wettbewerb zueinander stehen. Bei einer generischen Betrachtung ist die In-Dach-Lösung gegenüber der klassischen Auf-Dach-Installation zu bevorzugen, da konventionelle Baustoffe/Komponenten ersetzt werden können. Damit ergibt sich das Potenzial für Ressourcen- und Energieeinsparung.

### 8.3 Interdisziplinäre Beurteilung

#### SWOT-Analyse

|                              | Stärken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Schwächen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>intern</b> <sup>114</sup> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Nicht festgelegt auf eine spezielle PV-Basistechnologie.</li> <li>Kann Fortschritte bei PV-Basistechnologien (zum Beispiel bezüglich Wirkungsgrad und Preis) sofort übernehmen.</li> <li>Kostenersparnis durch Substitution von herkömmlichen Baumaterialien. Wenn man beispielsweise eine vorgehängte, hinterlüftete Glasfassade baut, dann braucht man ohnehin ein Glas, eine Halterung etc.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Momentan keine standardisierte industrielle Produktion. Deshalb momentan noch hohe Herstellungskosten für die Module.</li> <li>Bauprozessintegration momentan noch nicht allgemein gelöst und geklärt. Deshalb momentan noch hoher Planungsaufwand und Planungskosten.</li> </ul> |
|                              | Chancen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Risiken                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>extern</b> <sup>115</sup> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Große Chance für lokale Produktion und Wertschöpfung, weil die Produkte</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>Wenn man es nicht schafft, eine industrielle Produktion zu erreichen, dann bleibt BIPV</li> </ul>                                                                                                                                                                                 |

<sup>113</sup> Schätzung ZSW.

<sup>114</sup> Technologieinhärente Faktoren.

<sup>115</sup> Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

|  |                                                                                                                                                                           |                                                     |
|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|  | <i>kundenspezifisch</i> gefertigt werden. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine der Schlüsseltechnologien für CO<sub>2</sub>-neutralen Gebäudebestand.</li> </ul> | sehr viel teurer als konventionelle Standardmodule. |
|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|

**Tabelle 33: SWOT-Analyse für bauwerksintegrierte Photovoltaik**

### Kritische Materialien

Es gibt keine zusätzlichen kritischen Materialien bei BIPV. Hängt nur von Basistechnologie ab.

### Herstellung

Es gibt keine über die Basistechnologie hinausgehenden spezifischen Gefahren.

### Entsorgung

Es gibt keine spezifischen Probleme, die über die Basistechnologie hinausgehen.

### Rechtliche Hindernisse/gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Rechtliche Hindernisse und gesellschaftliche Akzeptanzprobleme sind minimal, auch bei stärkerer Durchdringung des Gebäudebestands.

## 8.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

### Installierte Anlagen

- ca. 25 MW<sub>p</sub> gebäudeintegriert (EEG-Erfahrungsbericht 2013) (2013: 36 GW<sub>p</sub> Gesamtinstallation in D)

### Wichtigste Hersteller

- Mage Sunovation, 3S, GSS Gebäude-Solarsysteme GmbH, Ertex solar

### Herstellung

- 2012: global: 36 GW<sub>p</sub> PV allgemein, keine Angabe zu gebäudeintegrierter PV bekannt

Es gibt einen globalen Markt für die Technologie. Auch in Asien wird BIPV momentan immer mehr Aufmerksamkeit geschenkt. Insbesondere in Japan im Fertighausbereich bei dachintegrierten Modulen schon relativ etabliert.

BIPV ist typischerweise ein nationaler Markt mit nur wenigen, global übergreifenden Projekten. Dies ermöglicht aber auch den Aufbau von Märkten mit hoher lokaler Wertschöpfung.

## 8.5 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf

### Essenzieller Beitrag bis 2023

- Demonstration von BIPV-Projekten, Erschließung von Anwendungsfeldern und Entwicklung einer PV-Architektur

### Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023 und 2050

- Entwicklung hocheffizienter (nicht-C) PV (Tandem, Tripelzellen)

- Entwicklung von vielfältigeren und kombinierbaren PV-Fassaden-Bekleidungen und Dachelementen
- Entwicklung von Standards für Gebäudehüllen-orientiertes (nicht Rohbau-orientiertes) Raster

## Literatur

Alle Daten ohne weitere Literaturangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe sowie eigenen Berechnungen und Abschätzungen der Autoren. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

### **Agora 2015**

Agora Energiewende: Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems Commissioned, 2015.

### **Angel et al. 2014**

Angel, R./Stalcup, T./Wheelwright, B./Warner, S./Hammer, K./Frenkel, M.: „Shaping solar concentrator mirrors by radiative heating“. In: *Proceedings of SPIE 9175. High and Low Concentrator Systems for Solar Energy Applications IX*, San Diego, California, 2014.

### **Chung et al. 2012**

Chung, I./Lee, B./He, J./Chang, R. P. H./Kanatidis, M. G.: „All-Solid-State Dye-Sensitized Solar Cells with High Efficiency“. In: *Nature*, 485, 2012, S. 485–486.

### **Cooper et al. 2012**

Cooper, I. B./Tate, K./Carroll, A. F./Mikeska, K. R./Reedy, R./Rohatgi, A.: „High Efficiency Achieved on POC3 Emitter Si Solar Cells with Low Saturation Current Density While Reducing Ag Consumption by 40-60%.“ In: *Proc. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, München: WIP-Renewable Energies, 2012, S. 614–617.

### **CPVConsortium 2015**

CPVConsortium: Listing Projects, 2015. URL: <http://cpvconsortium.org/projects> [Stand: 30.03.2015].

### **Dimmler 2015**

Dimmler, B.: „Overview of Thin Film Solar Cell Technologies“. In: *Advances in Photovoltaics*, 4, 2015.

### **Elsner et al. 2015**

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U. (Hrsg.): *Analyse: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

### **EPIA 2013**

European Photovoltaic Industry Association: Global Market Outlook for Photovoltaics 2014–2018, 2014. URL: [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/EPIA\\_Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_2014-2018\\_-\\_Medium\\_Res.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf) [Stand: 09.04.2015].

**Everding 2004**

Everding, D. D.: *Leitbilder und Potenziale eines solaren Städtebaus – Zusammenfassung*, Ecofys 2004, S. 18.

**First Solar 2013**

First Solar: Manufacturing Update, 2013. URL: [http://files.shareholder.com/downloads/fslr/3084163747x0x652323/53f7a04f-fcf5-4729-8bb2-0abf6033c046/4.%20fsanalystday\\_manufacturing.pdf](http://files.shareholder.com/downloads/fslr/3084163747x0x652323/53f7a04f-fcf5-4729-8bb2-0abf6033c046/4.%20fsanalystday_manufacturing.pdf) [Stand 13.01.2016].

**First Solar 2014**

First Solar: Manufacturing Update, 2014. URL: [http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/0x0x735349/0BB4395A-4490-4511-8784-DEFF623B9205/FS\\_AnalystDay\\_ManufacturingUpdate.pdf](http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/0x0x735349/0BB4395A-4490-4511-8784-DEFF623B9205/FS_AnalystDay_ManufacturingUpdate.pdf) [Stand 16.11.2015].

**First Solar 2015**

First Solar: First Solar Achieves World Record 18.6 % Thin Film Module Conversion Efficiency, 15. Juli 2015. URL: <http://investor.firstsolar.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=917926> [Stand: 16.11.2015].

**Fraunhofer ISE 2013**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: *Stromgestehungskosten. Erneuerbare Energien*, Studie 2013. URL: [www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf) [Stand: 30.03.2015].

**Fraunhofer ISE 2015-1**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Studie im Auftrag der Agora Energiewende, 2015. URL: [http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV\\_Cost\\_2050/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.org/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf) [Stand: 30.03.2015].

**Fraunhofer ISE 2015-2**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Photovoltaics Report, 04. November 2015. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf> [Stand: 16.11.2015].

**Fraunhofer ISE/NREL 2015**

Philipps, S./Bett, A. W./Horowitz, K./Kurtz, S.: *Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology*, Fraunhofer ISE/NREL CPV Report 1.1, September 2015. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/current-status-of-concentrator-photovoltaic-cpv-technology.pdf> [Stand: 16.11.2015].

**Gaudiana/Brabec 2008**

Gaudiana, R./Brabec, C.: „Fantastic Plastic“. In: *Nature Photonics* 2, 2008, S. 287–289.

**Green et al. 2013**

Green, M. A./Hao, X./Bremner, S./Conibeer, G. J./Mansouri, I./Song, N./Liu, Z./Ringel, S. A./Carlin, J. A./Grassman, T. J./Galiana, B./Carlin, A. M./Ratcliff, C./Chmielewski, D./Yang, L./Mills, M. J./Teeter, G./Young, M.: „Silicon wafer-based tandem cells: The ultimate photovoltaic solution?“. In: *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, München: WIP-Renewable Energies, 2013, S. 7–10.

**Green et al 2015**

Green, M. A./Emery, K./Hishikawa, Y./Warta, W./Dunlop, E. D.: „Solar cell efficiency tables (version 46)“. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23, S. 805–812.

**GTM 2014**

GTM Research: Pressemeldung 23.04.2014. URL: <https://www.greentechmedia.com/research> [Stand: 16.11.2015].

**Hoesel et al. 2013**

Hoesel, M./Sondergaard, R. R./Jorgensen, M./Krebs, F. C.: „Fast Inline Roll-to-Roll Printing for Indium-Tin-Oxide-Free Polymer Solar Cells Using Automatic Registration“. In: *Energy Technology*, 1, 2013, S. 102–107.

**Jakubka et al. 2013**

Jakubka, F./Heyder, M./Machui, F./Kaschta, J./Eggerath, D./Lövenich, W./Krebs, F. C./Brabec, C. J.: „Determining the coating speed limitations for organic photovoltaic inks“. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 109, 2013, S. 120–125.

**IHS Technology 2014**

IHS Technology: PV Demand Market Tracker Q3 2014. URL: <https://technology.ihs.com/431848/pv-demand-market-tracker-q3-2014> [Stand: 30.03.2015].

**Jeon 2015**

Jeon, N. J./Noh, J. H./Yang, W. S./Kim, Y. C./Ryu, S./Seo, J./Seok, S. I.: „Compositional engineering of perovskite materials for high-performance solar cells“, *Nature*, 517, 2015, S. 476–480.

**Kubis et al. 2014**

Kubis, P./Lucera, L./Machui, F./Spyropoulos, G./Cordero, J./Frey, A./Kaschta, J./Voigt, M. M./Matt, G. J./Zeira, E./Brabec, C. J.: „High precision processing of flexible P3HT/PCBM modules with geometric fill factor over 95%“. In: *Organic Electronics*, 15:10, 2014, S. 2256–2263.

**Fath et al. 2015**

Fath, K./Stengel, J./Sprenger, W./Wilson, H. R./Schultmann, F./Kuhn, T. E.: „A method for predicting the economic potential of (building-integrated) photovoltaics in urban areas based on hourly Radiance simulations“. In: *Solar Energy*, Volume 116, 2015, S. 357–370.

**Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015**

Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2015.

**Mann et al. 2014**

Mann, S. A./de Wild-Scholten, M. J./Fthenakis, V. M./van Sark W. G. J. H. M./Sinke, W. C.: „The energy payback time of advanced crystalline silicon PV modules in 2020: A prospective study“. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 22, 2014, S. 1180–1194.

**Masuko et al. 2014**

Masuko, K./Shigematsu, M./Hashiguchi, T./Fujishima, D./Kai, M./Yoshimura, N./Yamaguchi, T./Ichihashi, Y./Mishima, T./Matsubara, N./Yamanishi, T./Takahama, T./Taguchi, M./Maruyama, E./Okamoto, S.: „Achievement of more than 25 % conversion efficiency with crystalline silicon heterojunction solar cell“. In: *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4, 2014, S. 1433–1435.

**Maycock and Bloomberg New Energy Finance 2015**

Maycock and Bloomberg New Energy Finance: *PV Experience Curve, 1976 – 2015*, 2015.

**Mints 2014**

Mints, P.: Photovoltaic Manufacturer Shipments: Capacity, Production, Prices and Revenues to 2019, SPV Market Research. URL: <http://www.idtechex.com/research/reports/photovoltaic-manufacturer-shipments-capacity-production-prices-and-revenues-to-2019-000420.asp> [Stand: 26.01.2015].

**NPD Solarbuzz 2014**

NPD Solarbuzz: TOP 10 PV Module Suppliers in 2013, 08. Januar 2014. URL: <http://www.solarbuzz.com/resources/articles-and-presentations/top-ten-module-suppliers-in-2013> [Stand: 30.03.2015].

**O'Regan/Grätzel 1991**

O'Regan, B. C./Grätzel, M.: „A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO<sub>2</sub> films“. In: *Nature*, 353, 1991, S. 737–740.

**Powalla et al. 2010**

Powalla, M./Schock, H.-W./Rau, U.: „Dünnschichtsolarzellen – Technologie der Zukunft?“. In: *FVEE Themen* 2010. URL: [http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010\\_11\\_02.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010_11_02.pdf) [Stand: 16.11.2015].

**Reich et al. 2013**

Reich, N. H./Müller, B./Armbruster, A./Kiefer, K./van Sark, W. G. J. H. M./Reise, C.: „Performance ratio revisited: Are pr >90% realistic?“. In *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, München: WIP-Renewable Energies, 2013, S. 3922–3929.

**Rowell 2011**

Rowell, M. W./McGehee, M. D.: „Transparent electrode requirements for thin film solar cell modules“. In: *Energy and Environmental Science*, 4, 2011, S. 131–134.

**SEMI/PVGroup 2014**

SEMI/PVGroup: *International technology roadmap for photovoltaic (ITRPV) – results 2013*, 2014.

**Smith et al. 2013**

Smith, D. D./Cousins, P. J./Masad, A./Westerberg, S./Defensor, M./Ilaw, R./Dennis, T./Daquin, R./Bergstrom, N./Leygo, A./Xi, Z./Meyers, B./Bourne, B./Shields, M./Rose, D.: „Sunpower's Maxeon Gen III solar cell: High efficiency and energy yield“. In: *39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, New York, 2013, S. 0908–0913.

**SolarWorld 2014**

SolarWorld: *Materials*, 2014.

**Secretariat of the European Photovoltaic Technology Platform 2011**

Secretariat of the European Photovoltaic Technology Platform: *A strategic research agenda for photovoltaic solar energy technology*, 2011. URL: [ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/technology-platforms/docs/pvtp-sra-2011-2\\_en.pdf](ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/technology-platforms/docs/pvtp-sra-2011-2_en.pdf) [Stand: 30.03.2015].

**Toshiba 2014**

Toshiba: *Toshiba Review*, 69: 6, 2014. URL: <http://www.toshiba.co.jp/tech/review/2014/06/index.htm> [Stand: 30.03.2015].

**Van der Wiel et al. 2014**

Van der Wiel, B./Egelhaaf, H.-J./Issa, H./Roos, M./Henze, N.: „Market Readiness of Organic Photovoltaics for Building Integration“. In: *MRS Proceedings*, 1639, 2014.

**Wellmer/Herzig 2016**

Wellmer, F.-W./Herzig, P.: *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

**Wetzel/Feuerstein 2011**

Wetzel, T./Feuerstein, F.: „Update of energy payback time data for crystalline silicon pv modules“. In: Ossenbrink, H./Jäger-Waldau, A./Helm, P. (Hrsg.): *Proc. 26th European photovoltaic solar energy conference*, München: WIP-Renewable Energies 2011, S. 3191–3195.

**Wu 2015**

Wu, J./Lan, Z./Lin, J./Huang, M./Huang, Y./Fan, I./Luo, G.: „Electrolytes in Dye-Sensitized Solar Cells“. In: *Chem. Rev.* 11, 2015, S. 2136–2173.

## Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

### Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

## Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

### Leitung

|                          |                                               |
|--------------------------|-----------------------------------------------|
| Prof. Dr. Peter Elsner   | Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie |
| Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer | RWTH Aachen                                   |

## Mitwirkende der Fachgruppe Photovoltaik

### Fachgruppenmitglieder

|                                |                                                                                        |
|--------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Prof. Bernd Rech<br>(Leitung)  | Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie und Technische Universität Berlin |
| Dr. Andreas Bett               | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE                                      |
| Prof. Dr. Bruno Burger         | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE                                      |
| Prof. Dr. C. J. Brabec         | Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE)                              |
| Prof. Dr. Rolf Brendel         | Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)/<br>Leibniz Universität Hannover      |
| Dr. Oliver Führer              | SMA Solar Technology AG                                                                |
| Udo Möhrstedt                  | IBC SOLAR AG                                                                           |
| Dr. Holger Neuhaus             | SolarWorld Innovations GmbH                                                            |
| Prof. Dr. Michael Powalla      | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung<br>Baden-Württemberg (ZSW)        |
| Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries | Hochschule Bochum                                                                      |
| Dr. Bernd Utz                  | Siemens AG                                                                             |
| Dr. Florian Wessendorf         | Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA)                                     |
| Dr. Stephan Wieder             | Merck Group KGaA                                                                       |

### Weitere Mitwirkende

|                           |                                                                                 |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Dr. Jann Binder           | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung<br>Baden-Württemberg       |
| Bernhard Dimmler          | Manz AG                                                                         |
| Dr. Hans-Joachim Egelhaaf | Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE)                       |
| Dieter Geyer              | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung<br>Baden-Württemberg (ZSW) |
| Tilman E. Kuhn            | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE                               |
| Peter Lechner             | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung<br>Baden-Württemberg (ZSW) |
| Luca Lucera               | Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE)                       |
| Florian Machui            | Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE)                       |
| Johannes Mayer            | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE                               |
| Dr. Phedon Palinginis     | SWIN/SW                                                                         |
| Dr. Simon Philipps        | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE                               |

|                        |                                                                                   |
|------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Dr. Wiltraud Wischmann | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)      |
| Robert Witteck         | Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)/<br>Leibniz Universität Hannover |

### Wissenschaftliche Referenten

|                        |                                     |
|------------------------|-------------------------------------|
| Dr. Berit Erlach       | acatech                             |
| Benedikt Lunz          | RWTH Aachen                         |
| Dr. Matthias Merzkirch | Karlsruher Institut für Technologie |

## Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

### Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

### Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

|                                            |                                                                                                             |
|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Prof. Dr. Robert Schlögl<br>(Vorsitzender) | Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und<br>Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion |
| Prof. Dr. Peter Elsner                     | Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie                                                               |
| Prof. Dr. Armin Grunwald                   | Karlsruher Institut für Technologie,<br>Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse             |
| Prof. Dr. Peter Herzig                     | Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel                                                                   |
| Prof. Dr. Ortwin Renn                      | Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften,<br>Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie    |
| Prof. Dr. Christoph M. Schmidt             | Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung                                                   |
| Prof. Dr. Ferdi Schüth                     | Max-Planck-Institut für Kohlenforschung                                                                     |
| em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum              | Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht,<br>Heidelberg                     |
| Prof. Dr. Eberhard Umbach                  | acatech Präsidium                                                                                           |

### Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

|                                               |                                                                                                                                                                        |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl<br>(Vorsitzender) | acatech Präsident                                                                                                                                                      |
| Prof. Dr. Jörg Hacker                         | Präsident Leopoldina                                                                                                                                                   |
| Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt                      | Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften<br>(seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der<br>Wissenschaften und der Künste    |
| Prof. Dr. Günter Stock                        | Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften<br>(bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der<br>Wissenschaften (bis September 2015) |
| Prof. Dr. Bärbel Friedrich                    | Vizepräsidentin Leopoldina                                                                                                                                             |
| Prof. Dr. Jürgen Gausemeier                   | Mitglied acatech Präsidium                                                                                                                                             |

|                                 |                                                                                                       |
|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Prof. Dr. Andreas Löschel       | Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ |
| Prof. Dr. Klaus Töpfer          | Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies                             |
| Dr. Georg Schütte (Gast)        | Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung                                            |
| Rainer Baake (Gast)             | Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie                                           |
| Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast) | Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung                                |

**Projektkoordination**

|                      |                                          |
|----------------------|------------------------------------------|
| Dr. Ulrich Glotzbach | Leiter der Koordinierungsstelle, acatech |
|----------------------|------------------------------------------|

**Rahmendaten****Projektlaufzeit**

04/2013 bis 02/2016

**Finanzierung**

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.