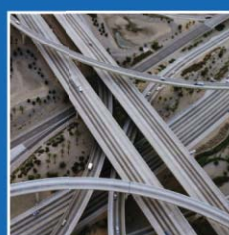
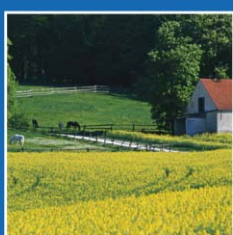
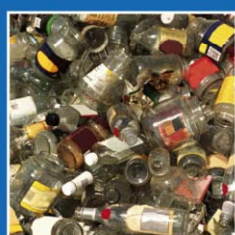
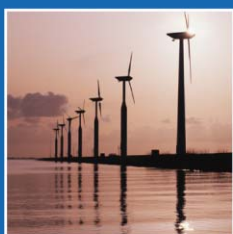
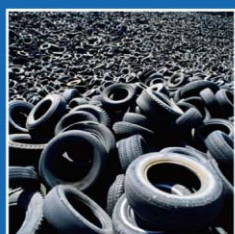


**Siegfried Behrendt**  
**Lorenz Erdmann**  
**Max Marwede**  
**Sophie Caporal**

IZT - Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung,  
gemeinnützige GmbH

## Roadmap: Ressourceneffiziente Photovoltaik 2020+

Arbeitspaket 9 des Projekts  
„Materialeffizienz und Ressourcenschonung“ (MaRes)



Wuppertal, November 2010  
ISSN 1867-0237

**Kontakt zu den Autor(inn)en:**

Dr. Siegfried Behrendt/ Lorenz Erdmann/ Max Marwede/  
Sophie Caporal

IZT - Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung,  
gemeinnützige GmbH  
14129 Berlin, Schopenhauerstr. 26  
Tel.: +49 (0) 30/80 30 88 10, Fax: -88  
Mail: s.behrendt@izt.de

**„Materialeffizienz und Ressourcenschonung“  
(MaRes) – Projekt im Auftrag des BMU | UBA**

**Projektlaufzeit:** 07/2007 – 12/2010

**Projektleitung:**

Dr. Kora Kristof / Prof. Dr. Peter Hennicke

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH  
42103 Wuppertal, Döppersberg 19

Tel.: +49 (0) 202 2492 -183 / -136, Fax: -198 / -145

Mail: kora.kristof@wupperinst.org  
peter.hennicke@wupperinst.org

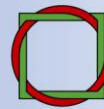
© Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Weitere Informationen zum Projekt

„Materialeffizienz und Ressourcenschonung“ (MaRes)  
finden Sie unter **[www.ressourcen.wupperinst.org](http://www.ressourcen.wupperinst.org)**

Gefördert wird das Vorhaben im Rahmen des UFOPLAN  
durch das BMU und das UBA, Förderkennzeichen: 3707 93 300

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung  
liegt bei den Autor(inn)en.



**Wuppertal Institut**  
für Klima, Umwelt, Energie  
GmbH

**Wuppertal Institut  
in Kooperation mit**

BASF  
Borderstep  
CSCP  
Daimler  
demea – VDI / VDE-IT  
ECN  
EFA NRW  
FhG IAO  
FhG UMSICHT  
FU Berlin  
GoYa!  
GWS  
Hochschule Pforzheim  
IFEU  
Institut für Verbraucherjournalismus  
IÖW  
IZT  
MediaCompany  
Ökopol  
RWTH Aachen  
SRH Hochschule Calw  
Stiftung Warentest  
ThyssenKrupp  
Trifolium  
TU Berlin  
TU Darmstadt  
TU Dresden  
Universität Kassel  
Universität Lüneburg  
ZEW



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

**Umwelt  
Bundes  
Amt**   
Für Mensch und Umwelt

## Roadmap: Ressourceneffiziente Photovoltaik 2020+

### Früherkennung von Chancen und Risiken

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>12</b>
1.1	Anlass	12
1.2	Was soll die Roadmap leisten?	13
1.3	Der Dialogprozess	13
<b>2</b>	<b>Photovoltaik: Trends und Entwicklungsdynamiken</b>	<b>15</b>
2.1	Materialeffizienz: ein Wettbewerbsfaktor	15
2.2	Entwicklung der Solarzellentechnologien	17
2.3	Fertigungstechnik: Trends in Technologie- und Marktentwicklung	23
2.4	Marktentwicklung	28
<b>3</b>	<b>Stoffströme der Photovoltaik: Eine Bestandsaufnahme</b>	<b>31</b>
3.1	Stoffliche Zusammensetzung	31
3.2	Stoffströme	33
3.3	Abfallströme	34
3.4	Toxizität	36
3.5	Treibhausgasemissionen	37
3.6	Life Cycle Assessments	39
<b>4</b>	<b>Rohstoffbedarfe- und Rohstoffverfügbarkeit</b>	<b>42</b>
4.1	Stand der Diskussion	42
4.2	Materialeffizientes Wirtschaften mit Rohstoffen – ein neuer Quantifizierungsansatz	45
4.3	Bedarfe ausgewählter Rohstoffe für die Photovoltaik	47
4.3.1	Mittelfristiger Rohstoffbedarf für Photovoltaik mit inkrementellen Materialeffizienzfortschritten	48

4.3.2	Langfristiger Rohstoffbedarf für Photovoltaik mit breakthrough Materialeffizienzfortschritten _____	51
4.4	Verfügbarkeit ausgewählter Rohstoffe für die Photovoltaik _____	54
4.4.1	Metallurgisches Silizium _____	54
4.4.2	Silber _____	56
4.4.3	Tellur _____	58
4.4.4	Indium _____	60
4.5	Fazit _____	61
<b>5</b>	<b>Maßnahmen für Materialeffizienz und Ressourcenschonung _____</b>	<b>63</b>
5.1	Potenziale entlang der Wertschöpfungskette _____	63
5.2	Fertigung _____	68
5.2.1	Reduzierung der Materialverluste _____	70
5.2.2	Verringerung des Energieverbrauchs _____	73
5.2.3	Reduzierung des Materialeinsatzes _____	77
5.2.4	Zero Waste: Verwertung der Produktionsabfälle _____	81
5.3	End-of-Life Recycling von PV-Produkten _____	84
5.3.1	Globale und herstellerübergreifende Rücknahmesysteme _____	87
5.3.2	Integrierte Recyclinglösungen _____	90
5.3.3	Hochwertige Stoffkreisläufe für Massenfraktionen und seltene Metalle _____	93
5.3.4	Recyclinggerechte Modulansätze _____	97
5.4	Fazit _____	99
<b>6</b>	<b>Nächste Schritte: Aktivitäten und Empfehlungen _____</b>	<b>103</b>
6.1	Daten- und Informationsbedarfe _____	103
6.2	Versorgungssicherheit erfordert ein Ressourcenmanagement der PV- Industrie _____	103
6.3	Benchmarking für Material- und Energieeffizienz _____	104
6.4	F+E: Erforderliche technologische Weiterentwicklung _____	106
6.5	Recyclingstrategien zur Rückgewinnung von Solarmaterialien und photovoltaischen Produkten _____	108
6.6	Leuchtturmprojekte initiieren: Smart Integrated Manufacturing _____	109

6.7	Neue Institutionelle Strukturen für Innovation in den Wirtschaftsverbänden _____	110
<b>7</b>	<b>Quellen</b> _____	<b>112</b>
<b>8</b>	<b>Glossar</b> _____	<b>118</b>
<b>9</b>	<b>Teilnehmer am Roadmapping</b> _____	<b>119</b>
	<b>Anhang</b> _____	<b>122</b>
	Maßnahmen zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung _____	122
	Flussbett-Reaktor (FBR) _____	122
	Vapor to Liquid Deposition (VLD) _____	127
	Free Space Reaktor (FSR) _____	127
	Magnetisches Verfahren (sc-Si) _____	128
	Elektromagnetisches Verfahren (mc-Si) _____	129
	Dendritisches Gießverfahren (mc-Si) _____	130
	Ziehen von größeren Ingots _____	131
	Dünnerer Sägedraht und dünnere Wafer _____	132
	Diamantdrahtsäge _____	134
	Folien-Technologien: EFG, String Ribbon, RGS _____	135
	Abscheidung von Silizium auf Substrat _____	136
	Rahmenloses Moduldesign _____	137
	Ersatz des Silbers durch Kupfer _____	137
	Glasdicke _____	138
	Kontaktfreier Kontaktierungsprozess _____	139
	Rückkontaktierung _____	140
	Zusätzliche Ansätze _____	141
	Recycling des Slurrys und Kerf-Losses _____	141
	Recycling der Schmelztiegel _____	143
	Reduzierung der CIS Absorberschichtdicke _____	143
	Sputter-Verfahren, Rotary Targets _____	144
	PECVD-Materialausbeute _____	144

Alternativen zu Indium in TCO-Schicht _____	145
Ersatz von Cd in der Pufferschicht _____	145
Datengrundlage für die Berechnung des Rohstoffbedarfs _____	147

## Abbildungen

Abb. 1:	Dialogprozess	14
Abb. 2:	Materialkosten	15
Abb. 3:	Treiber für Materialeffizienz in der Fertigung: Kosten	17
Abb. 4:	Solarzellengenerationen	18
Abb. 5:	Dünnschichttechnologien a-Si, CIGS und CdTe	20
Abb. 6:	Materialkostenanteile der Photovoltaikgenerationen	21
Abb. 7:	Kostenentwicklung verschiedener PV-Technologien	22
Abb. 8:	Auftragseingangs- und Umsatzentwicklung der Hersteller von Komponenten, Maschinen und Anlagen für die Photovoltaik-Produktion (Photovoltaik-Produktionsmittel) aus Deutschland. Gesamtumsatz 2008: 2,2 Mrd. €.	27
Abb. 9:	Umsätze deutscher PV-Zulieferbetriebe, Industrie und Handel	27
Abb. 10:	Entwicklung der weltweiten Marktes für PV (neu installierte Leistung)	28
Abb. 11:	Globale Entwicklung des PV-Marktes in zwei Szenarien, 2009-2014	29
Abb. 12:	Stoffstrom (rechte Skala), Abfallaufkommen, Recyclingaufkommen und das durch das Recycling reduzierte Abfallaufkommen (linke Skala).	36
Abb. 13:	Treibhausgasemissionen von c-Si über den Lebenszyklus im Vergleich zu Dünnschichttechnologien	41
Abb. 14:	MG-Si Bedarf für die c-Si-Technologie 2006 und 2025	48
Abb. 15:	Silberbedarf für die c-Si-Technologie 2006 und 2025	49
Abb. 16:	Tellurbedarf für die CdTe-Technologie 2006 und 2025	50
Abb. 17:	Indiumbedarf für die CIGS-Technologie 2006 und 2025	51
Abb. 18:	MG-Si Bedarf für die c-Si-Technologie 2006, 2025 und 2050	52
Abb. 19:	Silberbedarf für die c-Si-Technologie 2006, 2025 und 2050	52
Abb. 20:	Tellurbedarf für die CdTe-Technologie 2006, 2025 und 2050	53
Abb. 21:	Indiumbedarf für die CIGS-Technologie 2006, 2025 und 2050	54
Abb. 22:	Potenziale für Materialeffizienz und Ressourcenschonung	64
Abb. 23:	Reduktionspotenzial des Si Materialverbrauchs durch Kerfloss-Recycling	65
Abb. 24:	Langfristige Entwicklungsziele zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung	69

Abb. 25:	Maßnahmen zur Verringerung in der Materialverluste in der Fertigung	___	71
Abb. 26:	Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs in der Fertigung	__	74
Abb. 27:	Maßnahmen zur Materialeinsparung durch Produktdesign	_____	80
Abb. 28:	Maßnahmen zur Verwertung der Produktionsabfälle	_____	82
Abb. 29:	Meilensteine für ein herstellerübergreifendes Rücknahme und Logistiksystem	_____	88
Abb. 30:	Meilensteine zur Realisierung integrierter Recyclinglösungen	_____	91
Abb. 31:	Hochwertige Stoffkreisläufe: Meilensteine	_____	95
Abb. 32:	Neue Moduldesigns: Meilensteine	_____	98
Abb. 33:	Relevanz und Zeithorizonte von Maßnahmen bei der Fertigung von c-Si-Modulen	_____	100
Abb. 34	Auswertung der durch die Interviews identifizierten Maßnahmen zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung bei der Fertigung von Dünnschicht-Modulen	_____	101
Abb. 35:	Energierücklaufzeit und Herstellungskosten für ein ressourcenoptimiertes mc-Si-Modul	_____	102
Abb. 36:	Kennzahlensystem für die PV-Branche	_____	105



## Tabellen

Tab. 1:	Globale kumulierte Kapazität an Photovoltaik (GWp bis 2050)	30
Tab. 2:	Typische Zusammensetzung von a-Si-Modulen	32
Tab. 3:	Typische Zusammensetzung von heutigen CIGS-Modulen	32
Tab. 4:	Typische Zusammensetzung von heutigen CdTe-Modulen	33
Tab. 5:	Weltweite PV-Stoffströme	34
Tab. 6:	Prognose des Abfallaufkommens photovoltaischer Produkte (in Tonnen)	35
Tab. 7:	Gesundheits- oder umweltgefährdende Stoffe in der Photovoltaik	37
Tab. 8:	GWP und eingesetzten Mengen von Fluorverbindungen pro Jahr in der Solartechnik in Deutschland	38
Tab. 9:	Treibhausgasemissionen von c-Si über den Lebenszyklus	40
Tab. 10:	Umweltauswirkungen von PV-Modulen	41
Tab. 11:	Mögliche strukturelle Versorgungsengpässe für den Ausbau der Photovoltaik	44
Tab. 12:	Weltweite Raffinerieproduktion und Preisentwicklung von metallurgischem Silizium	55
Tab. 13:	MG-Si Bedarf für die c-Si-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006	56
Tab. 14:	Weltweite Minenproduktion von Silber (Silberinhalt der Erze) und Preisentwicklung von Silber (Metall)	57
Tab. 15:	Silberbedarf für die c-Si-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006	58
Tab. 16:	Weltweite Raffinerieproduktion und Preisentwicklung von Tellur (Metall)	59
Tab. 17:	Tellurbedarf für die CdTe-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006	59
Tab. 18:	Weltweite Raffinerieproduktion und Preisentwicklung von Indium (Metall)	60
Tab. 19:	Versorgungssituation bei Indium	60
Tab. 20:	Indiumbedarf für die CIGS-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006	61
Tab. 21:	Verwertungsmöglichkeiten	68
Tab. 22:	Wirkungsgrade von Solarzellen und –modulen bei Standardbedingungen	77

## Kurzfassung

Damit die Photovoltaik zukünftig einen weltweit wichtigen Beitrag zur Energieversorgung übernehmen kann, ist in den nächsten Jahrzehnten ein anhaltend hohes Wachstum notwendig. Dies setzt nicht nur langfristige, verlässliche politische Rahmenbedingungen voraus, sondern erfordert auch eine kontinuierliche Verbesserung der Solartechnologie, der Solarsysteme und der Fertigungstechnik. Eine wesentliche Aufgabe ist dabei die Verbesserung der Materialeffizienz, die Sicherung der Rohstoffverfügbarkeit und die Ressourcenschonung. Deshalb wurde im Rahmen des vom Bundesumweltministerium und Umweltbundesamt geförderten Vorhabens „Materialeffizienz und Ressourcenschonung“ (März 2008 bis Dez. 2010, MaRes) die vorliegende Roadmap für eine ressourceneffiziente Photovoltaik erarbeitet. Sie stützt sich auf einen breiten Dialog mit bedeutsamen Akteuren der Photovoltaikindustrie und ihres Umfeldes. Gemeinsam mit Unternehmen, Verbänden und Wissenschaftlern wurden Herausforderungen identifiziert, Potentialabschätzungen vorgenommen und Handlungsmaßnahmen zur Erschließung von Materialeffizienz- und Ressourcenschonungspotenzialen bewertet.

Zentrale Ergebnisse sind:

**Neue und materialsparende Technologien und Prozesse bieten eine Möglichkeit, dem in den kommenden Jahren zunehmenden Kostendruck zu begegnen:** Der Kostenanteil des Materials an den Solarzellen bildet den größten Kostenblock mit 45% bei Dünnschichtzellen und knapp 70% bei kristallinen Si-Solarzellen. Fortschritte bei der Ressourceneffizienz und die Verfügbarkeit von kostengünstigen Rohstoffen sind für die weitere Entwicklung der Solarbranche daher besonders wettbewerbsrelevant. Mittelfristig können die Kosten durch die Ausschöpfung der in der Roadmap identifizierten Materialeffizienzpotenziale auf die Hälfte gesenkt werden.

**Mit dem Marktwachstum wird die Photovoltaik stoffstromrelevant.** Gegenwärtig liegt die Photovoltaik noch erheblich unter den Mengen anderer Produkte (wie der Elektronik) und stellt derzeit noch keinen vergleichbar großen Stoffstrom dar. Mit der Marktdurchdringung der Photovoltaik wird sich dies aber ändern. 2008 lag der weltweite Stoffstrom für Photovoltaik bei rund 593.000 t. Er könnte sich binnen fünf Jahre verdoppeln und sich bis 2020 vervierfachen. Bis 2030 könnte er weltweit um den Faktor 9 auf rund 5,3 Mio. t anwachsen.

**Versorgungsengpässe sind möglich, die sich in Lieferschwierigkeiten und/oder hohen Preisen äußern.** Das Angebot an Silber lässt sich nicht ohne weiteres kurzfristig ausweiten, da Silber meist als Kuppelprodukt weniger dynamisch nachgefragter Hauptprodukte gewonnen wird. Bei Tellur für CdTe- und Indium für CIGS-Solarzellen ist mit einem Nachfrageschub zu rechnen, der mittelfristig die heutige Produktion übersteigt. Aufgrund der relativ geringen Materialmengen im Produkt bestehen nur bei hohen Preisen für Tellur und Indium Anreize zum materialeffizienten Wirtschaften. Potenziale zur Ausweitung des Angebots liegen in der verstärkten Ausbeutung der Nebenströme der Verhüttung von Kupfer und Zink, sowie der nachträglichen Abraumauf-

bereitung. Ob hochreiner Quarz für die Herstellung von metallurgischem Silizium absolut knapp ist, kann derzeit nicht seriös beurteilt werden, da die Vorkommen an hochreinem Quarz nicht systematisch erhoben sind. Es kann allerdings immer wieder zu temporären Rohstoffengpässen kommen, wenn das Angebot mit der dynamischen Nachfrageentwicklung nicht Schritt hält. Hierfür ist nicht nur die Photovoltaik, sondern in erster Linie die Halbleiterbranche ausschlaggebend. Die Preistendenzen bei Silber liefern einen starken Anreiz zum materialeffizienteren Wirtschaften mit Silber in der Photovoltaikbranche.

**In den letzten Jahren sind im Zuge der dynamischen Marktentwicklung der Photovoltaik deutliche Materialeffizienzfortschritte erzielt worden. Die Low Hanging Fruits in der Fertigung sind faktisch bereits weitgehend erschlossen. Doch die Möglichkeiten, mit weniger Material zu produzieren und die Ressourcen zu schonen sind damit noch längst nicht ausgeschöpft.** Noch bestehende kurzfristige Potenziale befinden sich (bei der kristallinen Siliziumtechnologie) hauptsächlich bei der Herstellung von SoG-Si aus MG-Si, dem Einsatz des Flussbettreaktors als auch des Free Space Reaktors für die Herstellung von SoG-Si. Kurzfristig umsetzbar sind auch rahmenlose Module, die Reduzierung der Glasdicke ist ebenfalls kurz- bis mittelfristig realisierbar. Langfristig relevant ist vor allem das elektromagnetische Verfahren zur Herstellung von Silizium in ausreichender Qualität und akzeptablen Kosten. Bei der Dünnschichttechnologie ist die Optimierung des PECVD-Prozesses bei der Herstellung der a-Si-Absorberschicht und die Reduzierung der Absorberschicht bei der CIS Technologie besonders vielversprechend. Erst in langfristiger Sicht sind neuartige Zell- und Modulkonzepte zu erwarten, die materialeffizient sich mit den Anforderungen der industriellen Produktion verknüpfen lassen.

**Die Analyse der Rohstoffbedarfe hat gezeigt, dass die Minimierung des Materialgehalts im Produkt, Erhöhung der Prozessausbeute und Produktionsabfallrecycling heute die effektivsten Materialeffizienzstrategien sind.** Eine Wiedergewinnung von Rohstoffen in sehr geringen Mengen (z.B. Dünnschicht-Materialien) aus dem EoL-Abfall ist sehr aufwändig und angesichts der ökonomischen und ökologischen Opportunitätskosten auch fragwürdig. Solange die Photovoltaik so stark wächst, sollte vorrangig in das Produktdesign, die Fertigung und das Produktionsabfallrecycling investiert werden.

**Für das EoL-Recycling sind geeignete Strukturen aufzubauen, Massenverfahren für gemeinsames Recycling mit defekten Neomodulen zu entwickeln und nach eingehender Prüfung ggf. auch Schwerpunkte (z.B. auf Glas, Stahl, Aluminium und Kupfer) zu setzen,** insbesondere auch vor dem Hintergrund sinkender Rohstoffgehalte im Produkt. Noch zu lösende Aufgaben betreffen auch ein ökologisch sinnvolles Recycling, das nicht nur die Massenwerkstoffe erfasst, sondern auch sicherstellt, dass „seltene“, aber für Zukunftstechnologien essentielle Edel- und Sondermetalle einer Verwertung zugeführt werden. Mengenbasierte Recyclingquoten (wie sie in der WEEE gefordert werden) sind bei Funktionsmaterialien nicht zielführend, sondern eher

kontraproduktiv. Die Bestimmung der ökologischen und ökonomischen Break-Even points für das Recycling wäre sinnvoll.

**Die Erschließung der Ressourceneffizienzpotenziale erfordert die Überwindung einer Reihe von Hemmnissen.** Die Umstellung von Anlagen erfordert erhöhte Investitionskosten, die technologische Komplexität mancher Prozesse und Qualitätsprobleme (Reinheitsgrad des Solarsiliziums) sind noch zu lösen. Relativ unsicher ist die Einschätzung bezüglich des Recyclings von Produktionsabfällen, gleichwohl es ein beachtenswertes Potenzial gibt, die Unsicherheit bei der Umsetzung entsprechender Konzepte ist hier am größten. Auf absehbare Zeit gibt es keinen „Königsweg“ für eine ressourceneffiziente Photovoltaik, vielmehr sind Einzelfallprüfungen notwendig, um Zielkonflikte zwischen verschiedenen Anforderungen auszubalancieren. Dabei geht es insbesondere um systemische Innovationen durch interdisziplinäre FuE mit Produktentwicklern, Maschinen- und Anlagenbau und Prozesstechnikern. Im einzelnen wurden für die verschiedenen Solartechnologien mehrere Bereiche, in denen vordringlich weitere Verbesserungen durch geeignete F+E-Aktivitäten erreicht werden sollten, in der Roadmap identifiziert.

**Benchmarking: Um die Erschließung von Ressourceneffizienzpotenzialen zu unterstützen, ist eine breite Informationsbasis notwendig, wie sie ein Kennzahlensystem für Material- und Energieeffizienz liefern kann.** Solche Kennzahlen verdichten umfangreiche Daten auf eine überschaubare Anzahl aussagekräftiger Schlüsselinformationen. Eine besondere Stärke der Kennzahlen liegt darin, dass sie wichtige Schwachstellen und Optimierungspotenziale aufzeigen. Durch Vergleich können Effizienzmöglichkeiten aufgedeckt werden. Im Rahmen ihres Umweltmanagements ermitteln verschiedene Firmen der PV-Branche bereits Umweltkennzahlen, so werden beispielsweise periodisch Abfallmengen, Wasserverbrauch und Energieverbrauch auf Unternehmensebene erfasst. Sie werden bisher aber noch selten systematisch auf Prozessebene heruntergebrochen und für das Aufdecken von Optimierungspotenzialen genutzt.

**Leuchtturmprojekte für eine Smart Integrated Manufacturing initiieren: Ressourceneffizienz würde erheblich erleichtert, wenn deutliche Fortschritte in der Integration, zu größeren Fertigungseinheiten und in der Automatisierung erzielt würden.** Vertikal integrierte und vollautomatisierte Produktionsanlagen sind Stand der Technik, aber kaum realisiert. Ausbeute, Kostenreduzierung, hohe Produktionsqualität und Standardisierung der Produktion sind durch die Automation positiv beeinflussbar. Die hohe Nachfrage erfordert effiziente und durchgängig automatisierte Herstellungs- und Prüfprozesse für Solarzellen. Durch intelligente Prozesskontrolle kann die Ausschussrate in den Prozessen verringert werden, die Prozessqualität gesteigert und Fehlerursachen eliminiert oder zumindest kompensiert werden. Automatisierte Prozesse, bei denen die Einflussmöglichkeiten transparent sind, stellen ein Schlüssel zur ressourceneffizienten und damit auch zur kostengünstigen Massenproduktion von Solarzellen dar. Hier kann an erste Erfahrungen und Konzepte zur „Gigawattfabrik“ oder „Grid-Parity-Fabrik“ angeknüpft werden. Um diese zur Reife zu bringen, bedarf es ent-

sprechender Leuchtturmprojekte für eine „Smart Integrated Solar Factory“, die mit hoher Signalkraft und Multiplikatorfunktion einen solchen Innovationsschub ermöglichen und beschleunigen können.

Mit Blick auf die Erschließung von Potenzialen für Materialeffizienz und Ressourcenschonung im Bereich der Photovoltaik kommt Wirtschaftsverbänden ein besonderer Stellenwert zu. Sie können eine zentrale Rolle spielen, indem sie eine Plattform für einen moderierten und strukturierten Suchprozess sowie einen Erfahrungs- und Ergebnisaustausch (Best-Practices, Benchmarks etc.) schaffen. Daraus ergeben sich Chancen für effektivere Austauschbeziehungen, die weit über unternehmensorientierte Marktsignale und Technologieprognosen hinausgehen und Risiken identifizieren helfen können. Dabei kann auf inhaltliche Vorarbeiten und vorhandene organisatorische Strukturen zurückgegriffen werden. Neben den bereits bestehenden Initiativen und Aktivitäten (z.B. Glottertaler Gespräche, EPIA, BSW) der Solarindustrie bietet der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) eine Verbandsplattform „Photovoltaik-Produktionsmittel“, die bereits als wichtiges Informations- und Austauschforum für Zulieferer der Solarindustrie dient, und deshalb auch zur Förderung der Verbreitung schon bestehender Innovationen geeignet ist. Maschinenbau und Automationstechnik sind „Enabling“-Technologien“ für die Material- und Energieeffizienz in der Fertigung. Für die Automationstechnik bietet sich außerdem der Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie als Plattform an.

### **Mitwirkung**

Dr. Severin Beucker, Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit; Dr. Peter Frey, Solarvalley Mitteldeutschland e.V.; CiS Forschungsinstitut für Mikrosensorik und Photovoltaik GmbH, Andreas Habel, BVSE Bundesverband Sekundärrohstoffe und Entsorgung e.V., Dr. Christian Hagelüken, Umicore Precious Metals Refinin, Dr. Volker Hinrichs, Heliotop GmbH, Dr. Steffen Keller, centrotherm photovoltaics technology GmbH, Sandra Leuthold, Umweltbundesamt; Dr. Eric Maiser, Forum Photovoltaik-Produktionsmittel Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA); Dr. Sylke Schlenker, Solar World; Dr. Gerd-Ulrich Spohr, Siemens AG, Technischer Ausschuss im Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie, Dr. Bärbel Westermann, Umweltbundesamt; Dr. Markus Winzenick, Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie, Fachverband Automation

# 1 Einleitung

## 1.1 Anlass

Die Photovoltaik ist einer der am schnellsten wachsenden Technologiemarkte weltweit. Dies gilt besonders für den deutschen Photovoltaikmarkt, der vor den USA und Japan der größte und umsatzstärkste ist. In den letzten Jahren wuchs der Photovoltaikmarkt schneller als erwartet. Wurden 2000 0,78 GW Leistung weltweit installiert, waren es 2009 7,2 GW (EPIA 2010). Damit die Photovoltaik zukünftig einen weltweit wichtigen Beitrag zur Energieversorgung übernehmen kann, ist in den nächsten Jahrzehnten ein anhaltend hohes Wachstum notwendig. Dies setzt nicht nur langfristige, verlässliche politische Rahmenbedingungen voraus, sondern erfordert auch eine kontinuierliche Verbesserung der Solartechnologie, der Solarsysteme und der Fertigungstechnik. Eine wesentliche Aufgabe ist dabei die Verbesserung der Materialeffizienz, die Sicherung der Rohstoffverfügbarkeit und die Ressourcenschonung. Materialeffizienz ist ein wichtiges Entwicklungsziel der Photovoltaikbranche und Gegenstand von zahlreichen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, um das Preis-Leistungs-Verhältnis von Zellen und Modulen zu verbessern und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaikbranche zu sichern und zu stärken. Sinkende Kosten werden entscheidend dafür sein, ob sich die Photovoltaik gegenüber konventionellen Energieträgern behaupten kann.

Die Hauptaufgaben liegen in der Verbesserung der Produktionsausbeuten und der Fertigungstechnik, der Erhöhung der Wirkungsgrade der Zellen und Module sowie der Optimierung der Lebensdauer und Systemzuverlässigkeit. Trotz Effizienzsteigerungen in den vergangenen Jahren bestehen noch erhebliche nicht erschlossene Potenziale und stellen sich neue Herausforderungen der Materialeffizienz und der Ressourcenschonung. Fortschritte bei der Materialeffizienz und die Verfügbarkeit von kostengünstigen Rohstoffen sind für die weitere Entwicklung der Solarbranche besonders wettbewerbsrelevant. So ist der Kostenanteil des Materials an den Solarzellen sehr hoch. Neue und materialsparende Technologien und Prozesse bieten daher eine Möglichkeit, dem zunehmenden Kostendruck zu begegnen.

Langfristig kann durch das dynamische Wachstum der Photovoltaik und der damit einhergehenden industriellen Massenfertigung die Photovoltaik auch mit möglichen Versorgungsengpässen bei wichtigen Materialien für die Herstellung von Solarzellen konfrontiert werden. Damit gewinnen Prozessinnovationen zunehmend an Bedeutung, die an der Material- und Energieersparnis angreifen. Zudem steht die Solarbranche vor der Herausforderung, die in absehbarer Zeit zunehmenden Abfallmengen aus Altmodulen und -produkten einem Recycling zuzuführen, das wirtschaftlich tragfähig und ökologisch effektiv ist.

In maßgeblichen Roadmaps der Photovoltaik, die der Solarbranche als strategische Innovationsorientierung dienen sollen, werden bis dato diese Herausforderungen nur



gestreift. Deshalb wurde im Rahmen des vom Bundesumweltministerium und Umweltbundesamt geförderten Vorhabens „Materialeffizienz und Ressourcenschonung“ (März 2008 bis Dez. 2010, MaRes) die vorliegende Roadmap für eine ressourceneffiziente Photovoltaik erarbeitet. Dies geschah in Kooperation wichtiger Markt- und Verbandsakteure aus unterschiedlichen Bereichen der Solarbranche, des Maschinen- und Anlagenbaus, der Automationstechnik und der Recyclingwirtschaft.

## 1.2 Was soll die Roadmap leisten?

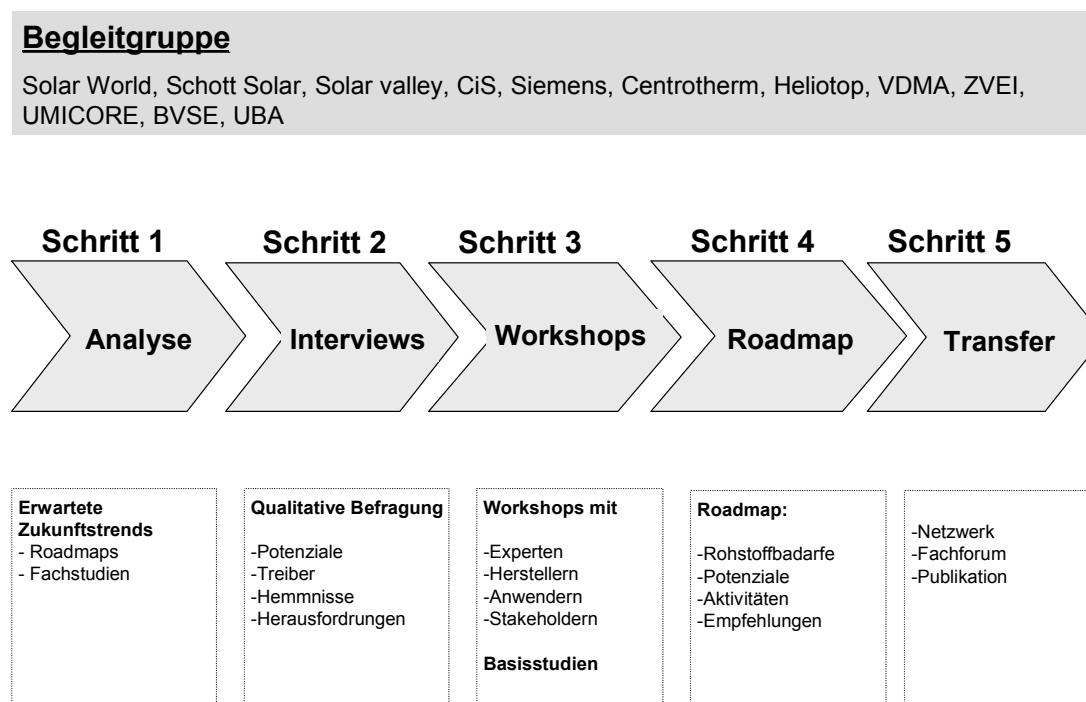
Die Roadmap soll folgendes leisten:

- *Langfristperspektive:* Früherkennung von Rohstoffengpässen in der Photovoltaik: Wie wird sich die Rohstoffsituation und der Rohstoffbedarf photovoltaischer Produkte (Solaranlagen, eingebettete Systeme etc.) zukünftig entwickeln?
- *Potenzialabschätzung:* Ermittlung der Materialeffizienz- und Ressourcenschonungspotenziale der Photovoltaik in der Fertigung und Verwertung photovoltaischer Produkte
- *Beschleunigung und Förderung der Verbreitung schon bestehender Effizienztechnologien in der Fertigung:* Wie können die Potenziale für Materialeffizienz und Ressourcenschonung kurz-, mittel- und langfristig bestmöglich erschlossen werden? Welche Möglichkeiten bestehen, um Hürden zu überwinden?
- *Recyclingstrategien zur Rückgewinnung von Solarmaterialien und photovoltaischen Produkten:* Wie müsste ein Rücknahmesystem gestaltet werden, so dass die Module nach ihrer Nutzung möglichst vollständig erfasst werden? Wie kann sichergestellt werden, dass nicht nur die Massenstoffe, sondern auch seltene Metalle recycelt werden? Wie können die Stoffströme in bestehende Recyclinginfrastrukturen integriert werden, so dass das Recyclingpotenzial bestmöglich ausgeschöpft wird?
- *Akteursperspektive:* Ressourceneffizienz aus der Sicht der Photovoltaikindustrie, des Maschinen- und Anlagenbaus, der Automationstechnik, der Recyclingbetriebe und entsprechender Wirtschafts- und Fachverbände. Wie kann durch neue Produktionskonzepte (Maschinen- und Anlagenbau, Automationstechnik) die Erschließung der Effizienzpotenziale in der Werterschöpfungskette unterstützt werden?
- *Innovationsfahrplan:* Maßnahmen zur Erschließung der Materialeffizienz- und Ressourcenschonungspotenziale

## 1.3 Der Dialogprozess

Die Erstellung der Roadmap stützt sich auf einen breiten Dialog mit bedeutsamen Akteuren der Photovoltaikindustrie und ihres Umfeldes. Gemeinsam mit Unternehmen, Verbänden und Wissenschaftlern wurden Herausforderungen identifiziert, Potenzialabschätzungen vorgenommen und Handlungsmaßnahmen zur Erschließung von Materialeffizienz- und Ressourcenschonungspotenzialen bewertet.

Abb. 1: Dialogprozess



Insgesamt haben an dem Roadmapping-Prozess über 60 Experten aus der Photovoltaikwirtschaft teilgenommen. Dies geschah in Form von zwei moderierten Workshops:

- Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung, am 3.11.2009 in Berlin
- End of Life Recycling, am 11.12.2009 in Berlin

Ergänzt wurden die Workshops durch Interviews mit einschlägigen Experten aus der Photovoltaikbranche, Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen sowie Wirtschaftsverbänden. Die Teilnehmer des Roadmapping-Prozesses sind in Kapitel 9 dokumentiert. Unterstützt wurde die Erarbeitung der Roadmap von einer Begleitgruppe aus Vertretern von Unternehmen aus verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette der Photovoltaikindustrie (Solar World, centrotherm photovoltaics AG, Heliotop GmbH, Solarvalley Mitteldeutschland e.V., Schott Solar, Umicore Precious Metals Refining), Forschungseinrichtungen (CiS Forschungsinstitut für Mikrosensorik und Photovoltaik GmbH, Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit), Verbänden (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau VDMA, Zentralverband der Elektrotechnik- und Elektronikindustrie ZVEI, Bundesverband Sekundärrohstoffe und Entsorgung BVSE) und des Umweltbundesamtes.

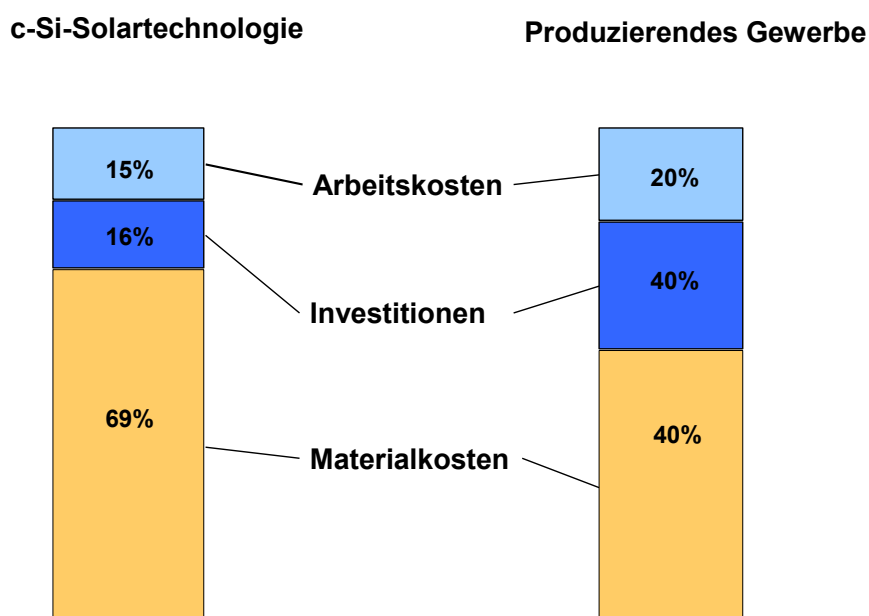


## 2 Photovoltaik: Trends und Entwicklungsdynamiken

### 2.1 Materialeffizienz: ein Wettbewerbsfaktor

Die Photovoltaikindustrie ist eine relativ junge Branche. Sie hat sich in den letzten Jahren zu einem profitablen, schnell wachsenden Leitmarkt entwickelt. Diese Entwicklung ist sehr stark getrieben durch staatliche Förderungen und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Deutschland. Vergleicht man die photovoltaischen Stromerzeugungskosten mit der konventionellen Stromerzeugung, sind die Kosten immer noch wesentlich höher. Um konkurrenzfähig zu werden, müssen die Systemkosten um einen Faktor 2 bis 5 je nach Anwendung der Photovoltaik verringert werden. Im Vordergrund der Solarzellen- und -systementwicklung steht daher die Kostenreduktion. Betrachtet man die Kostenverteilung ist festzustellen, dass die Materialkosten den Wattpeak-Preis bei der vorherrschenden Siliziumtechnologie am stärksten dominieren. Sie liegen bei kristallinen Si-Solarzellen bei 69%, die Investitionskosten betragen 16% und die Arbeitskosten 15%. Im Vergleich zum produzierenden Gewerbe in Deutschland liegen die Materialkosten damit deutlich höher. Dort betragen sie nämlich durchschnittlich nur 40%, während die Arbeitskosten mit rund 20% zu Buche schlagen.

Abb. 2: Materialkosten

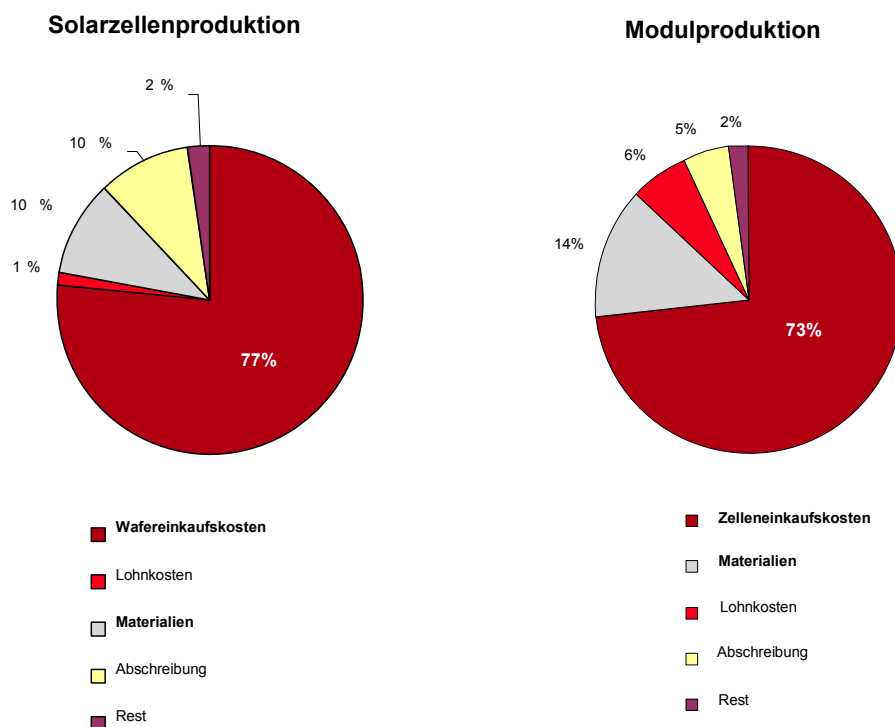


Quelle: Ib Vogt, VDMA 2008

Deshalb liegt es nahe, verstärkt Strategien zur Materialeinsparung durch die Nutzung innovativer Technologien und Verfahren umzusetzen. Dies wird vor allem auch dadurch bedeutsam, dass die Solarbranche zunehmend höherem Kostendruck ausgesetzt ist. So ist im Jahr 2008 der Absatzmarkt in Spanien weggebrochen, weil relativ abrupt die Förderung auslief. 2009 gab es erstmals ein Überangebot an Solarmodulen. Das weltweite Angebot ist derzeit durch die stark ausgebauten Produktionskapazitäten größer als die Nachfrage. Der Photovoltaikmarkt hat sich damit von einem Anbieter zu einem Nachfragermarkt gewandelt. Gleichzeitig gewinnt die chinesische Photovoltaikindustrie starke Bedeutung im internationalen Marktgeschehen vor allem im Bereich der Modulfertigung, einem Segment, in dem Lohnkostenvorteile, geringe Energie- und Materialkosten voll zum Tragen kommen.

Eine Studie der Landesbank Baden-Württemberg (LBBW) kommt zu dem Schluss, dass chinesische Produzenten sich mittlerweile enorme Kosten- und Effizienzvorteile erarbeitet haben. "Wenigstens einige der chinesischen Unternehmen scheinen einen klaren technologischen Vorsprung bei der Produktivität und der Innovation zu haben", heißt es in der Studie. So arbeiten diese "mit höheren Produktionsausbeuten (...) als selbst ausgezeichnete westliche Produzenten". Während europäische Unternehmen für die Zellfertigung pro Wattpeak 1,02 Euro aufwenden, liegen die Kosten bei effizienten Herstellern aus China bei 57 Cent. Die Personalkosten allein verhelfen chinesischen Herstellern zu einem Vorteil von 23 Cent pro Watt, auch, weil sie die Herstellung optimiert haben. Weitere 11 Cent können sie beim Material einsparen. Schließlich sind die Abschreibungen auf die Anlagen und der Strom günstiger (LBBW 2009). Das Ergebnis dieser internationalen Marktdynamik ist ein starker Preisverfall bei Solarmodulen. Hinzu kommt, dass die Einspeisevergütungen des EEG in Deutschland über die reguläre Degression hinaus reduziert werden. So soll Mitte 2010 zusätzlich die Vergütung in Höhe von 16 % abgesenkt werden. Zusammen mit der im EEG festgelegten regulären Degression von 9 % macht das 24 % aus. Dies wird den Wettbewerbsdruck in der Branche weiter erhöhen. 2009 sind die Systempreise (Modulpreise plus Wechselrichter plus Installationskosten) insgesamt um durchschnittlich rund 30% gesunken. Für 2010 wird in Fachzeitschriften nochmals eine Preissenkung in der Größenordnung von 10% bis 15% vorausgesagt. Diese Entwicklungen werden zu Konzentrationen und Konsolidierungen der stark fragmentierten Photovoltaik-Branche führen, die aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise durch mangelnde Investitionsbereitschaft noch verstärkt werden. Durch den enormen Kapazitätsausbau wird weiterhin ein Überangebot am Markt prognostiziert. Damit wird schneller als erwartet für die Photovoltaik-Industrie ein „echter Markt“ jenseits der Förderung durch das EEG entstehen. Die Unternehmen müssen sich stärker auf eine Wettbewerbsdifferenzierung sowie Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen einstellen. Die Verbesserung der Materialeffizienz wird so zu einem noch wichtigeren Wettbewerbsfaktor im internationalen Photovoltaikmarkt.

Abb. 3 Treiber für Materialeffizienz in der Fertigung: Kosten



Quelle: Herbst 2009, Workshop IZT

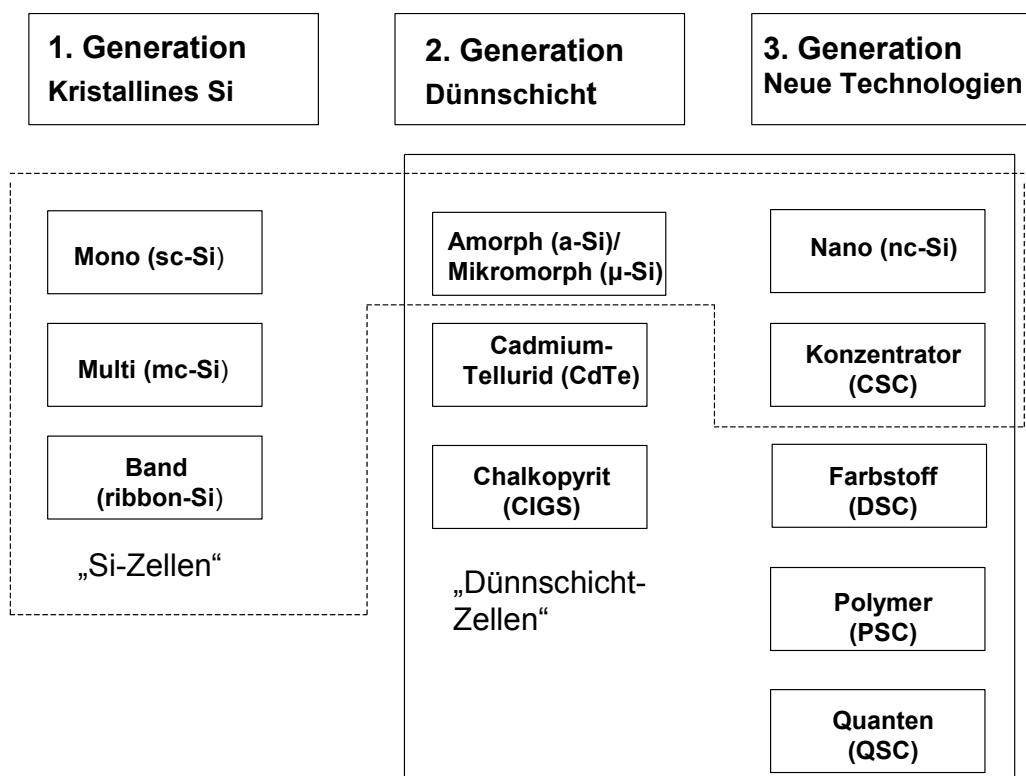
## 2.2 Entwicklung der Solarzellentechnologien

Solarzellen werden nach ihrer Entwicklungsgeschichte in Generationen eingeteilt. Kristalline Solarzellen (c-Si) mit den Unterkategorien monokristalline (sc-Si) und multi-kristalline (mc-Si) sowie Band-ribbon-Si bilden die 1. Generation<sup>1</sup>. Die 2. Generation, vereinfacht als ‚Dünnschicht‘ bezeichnet, umfasst amorphe und mikromorphe Silizium-Solarzellen (a-Si bzw.  $\mu$ -Si Tandem), die II-VI-Verbindungshalbleiter mit den Hauptre-

<sup>1</sup> III-V Verbindungs-Halbleiter mit Galliumarsenid (GaAs) als wichtigstem Vertreter sind zwar eine kristalline, waferbasierte Technologie der 1. Generation und haben zudem eine höhere Effizienz als Silizium. Sie sind aber im großflächigen Einsatz vergleichsweise teuer und in der Kommerzialisierung daher weitgehend auf Raumfahrtanwendungen beschränkt, bei der die Kostenaspekte eine untergeordnete Rolle spielen. Die hohe Effizienz von GaAs ist bei Konzentratortechnologien, d.h. bei der 3. Generation, wiederum von Vorteil. Großflächige, billige Linsen konzentrieren das Licht auf kleine Flächen des Halbleiters. .

präsentanten Cadmiumtellurid- (CdTe) und Chalkopyrit-(CIGS)<sup>2</sup> Solarzellen. Zur 3. Generation gehören sehr unterschiedliche neue Technologien, die auf dem Markt noch keine große Rolle spielen, darunter nano-kristalline Silizium- (nc-Si), Farbstoff- (DSC), Polymer- (PSC) bzw. Organische (OPV), Konzentrator- (CSC), Multijunction-, und Quantenpunkt- (QSC) Solarzellen. Aus technischer Perspektive umfassen die Silizium-Zellen nicht nur die kristallinen Solarzellen der 1. Generation, sondern mit amorphen, mikromorphen und nanokristallinem Silizium auch Dünnschichtzellen der 2. bzw. 3. Generation. Die 3. Generation fußt sowohl auf der kristallinen (nano-Si, CSC), als auch auf der Dünnschichttechnologie (DSC, PSC und QSC).

Abb. 4: Solarzellengenerationen



Quelle: eigene Zusammenstellung des IZT

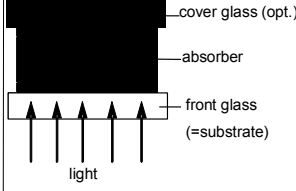
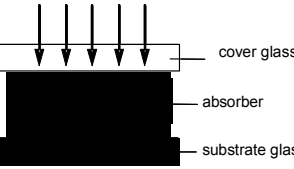
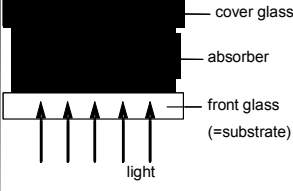
Die auf Silizium-Wafern basierte Dickschichttechnologie stellt den traditionellen Zelltyp dar, welche heute auch ca. 85% des weltweiten Photovoltaikmarktes ausmachen. Dieser Zelltyp, der im besonderen auf das sogenannte Solargrade-Silizium (SoG-Si) als Ausgangsmaterial angewiesen ist, verfügt heute über weitgehend fortgeschrittene in-

<sup>2</sup> Auch CIS genannt, wenn das Gallium vollständig durch Indium ersetzt ist.

dustrielle Herstellungsprozesse. Durch zahlreiche technische Neuerungen und Verbesserungen konnte in den letzten Jahren der Wirkungsgrad der Solarzellen kontinuierlich erhöht und die Energierücklaufzeit verbessert werden. Die Energierücklaufzeit ist die Zeit, die eine Solaranlage braucht, um die bei der Herstellung benötigte Energie zu erzeugen. Allerdings hat sich mit zunehmender Massenfertigung gezeigt, dass dieser relativ energie- und materialintensive Zelltyp erhebliche Nachfrageimpulse nach hochreinem Silizium ausgelöst hat, welchem nicht durch ein entsprechendes Angebot begegnet werden konnte. Dies hat in der Vergangenheit zu temporären Versorgungsengpässen geführt, der durch die relativ investitionsintensiven Herstellungskapazitäten von Solarsilizium sowie die rigide Lizenzsituation bei den traditionellen Herstellungsverfahren von hochreinem Silizium noch begünstigt wurde.

Vor diesem Hintergrund wird der Dünnschicht-PV, welche sich grundsätzlich wesentlich energie- und ressourceneffizienter herstellen lässt und von denen einige Vertreter sogar gänzlich auf die Verwendung von Silizium verzichten, ein besonderes Potenzial zugesprochen. Diese Einschätzung wird auch von den Marktentwicklungen der jüngsten Zeit bestätigt. So wächst der Dünnschichtmarkt wesentlich schneller als der gesamte PV-Markt und in einigen Anwendungsmärkten wie den Freiflächenanlagen oder den Kleinanwendungen dominiert die Dünnschicht-PV bereits. In der langfristigen Entwicklung wird erwartet, dass der Anteil der kristallinen Zellen zugunsten der Dünnschichttechnologien deutlich zurückgeht. Dies setzt voraus, dass der Wirkungsgrad, der im Vergleich zur kristallinen Siliziumtechnologie geringer ist, entsprechend weit erhöht werden kann. Da es sich bei der Dünnschicht-PV noch um eine relativ junge Technologie handelt, sind die Herstellungsverfahren teilweise noch nicht ausgereift. Einige Dünnschichtzellen befinden sich aktuell in der Übergangsphase von der Pilotfertigung zur industriellen Massenfertigung. Dies bedeutet aber auch, dass im Vergleich zur Dickschicht-PV noch wesentlich größere Optimierungspotenziale insbesondere hinsichtlich Kostensenkung und Materialeinsparung existieren. Dabei ist allerdings innerhalb der Dünnschicht PV zu differenzieren: so existieren für die beiden Hauptvertreter der Dünnschicht PV die a-Si und die CdTe Zellen bereits einige Erfahrungen hinsichtlich ihrer industriellen Massenfertigung.

Abb. 5: Dünnschichttechnologien a-Si, CIGS und CdTe

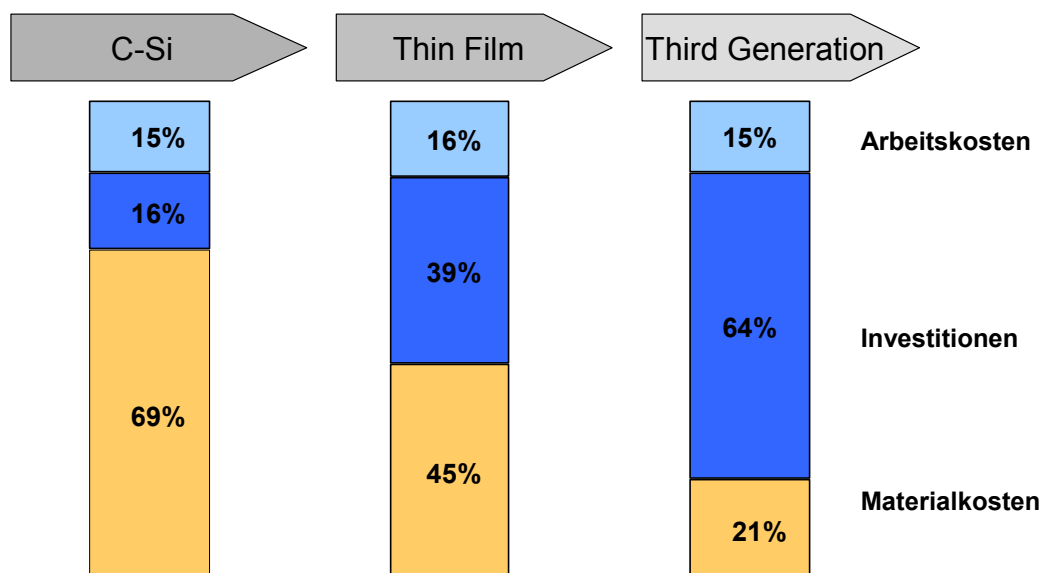
	a-Si		CIGS	CdTe
Struktur	superstrate-structure 		light substrate-structure  Freie Wahl des Deckglases	superstrate-structure 
Moduleffizienz	5 - 6% (pin)	7 - 9% (tandem, triple)	9 - 12%	9 - 11%
Potenzial für Effizienzsteigerung	niedrig - moderat (12% stabilized in lab)		hoch (20% in lab!)	moderat (16,5% in lab)
Degradation	Materialdegradation (Staebler-Wronski effect)		Keine Materialdegradation	Keine Materialdegradation
Produktionskosten	mittel		niedrig	niedrig
Umweltaspekte	Cd frei SF6, NF3 (Reaktor Reinigung)		0,1 g Cd per m <sup>2</sup> (Ersatz von CdS in naher Zukunft ; Alternativmaterial vorhanden)	? 12g Cd pro m <sup>2</sup>

Quelle: Herbst 2009, IZT Workshop, Berlin 3.11.2009

Mit neuen Entwicklungen von „Halbleitertechnologien metallurgischen Siliziums und der Verarbeitungstechnologien für upgraded metallurgical silicon wird eine Beschleunigung und erneute Veränderung in der Herstellung weitaus kostengünstiger und effizienterer Zellen verbunden sein (Richter 2008). Materialeffizienz ist dabei ein wichtiges Entwicklungsziel.

Zusätzlich stehen aus der Grundlagenforschung neue Photovoltaiktechnologien bereit für eine Markteinführung. Organische Solarzellen oder Farbstoffsolarzellen können sich zu alternativen Ansätzen der Photovoltaik entwickeln, die neben neuen Rohstoffen auch andere Fertigungsstrukturen und Wertschöpfungsketten erfordern, womit sich auch die Kostenstrukturen verschieben. Bereits die Dünnschichttechnologie erfordert einen geringeren Rohstoffeinsatz als konventionelle, kristalline Solarzellen, weshalb die Materialkosten bei Dünnschichtzellen nur noch 45% betragen. Dieser Anteil reduziert sich abermals bei Technologien der dritten Generation. Hier beträgt der Materialkostenanteil durchschnittlich noch 21%.

Abb. 6: Materialkostenanteile der Photovoltaikgenerationen

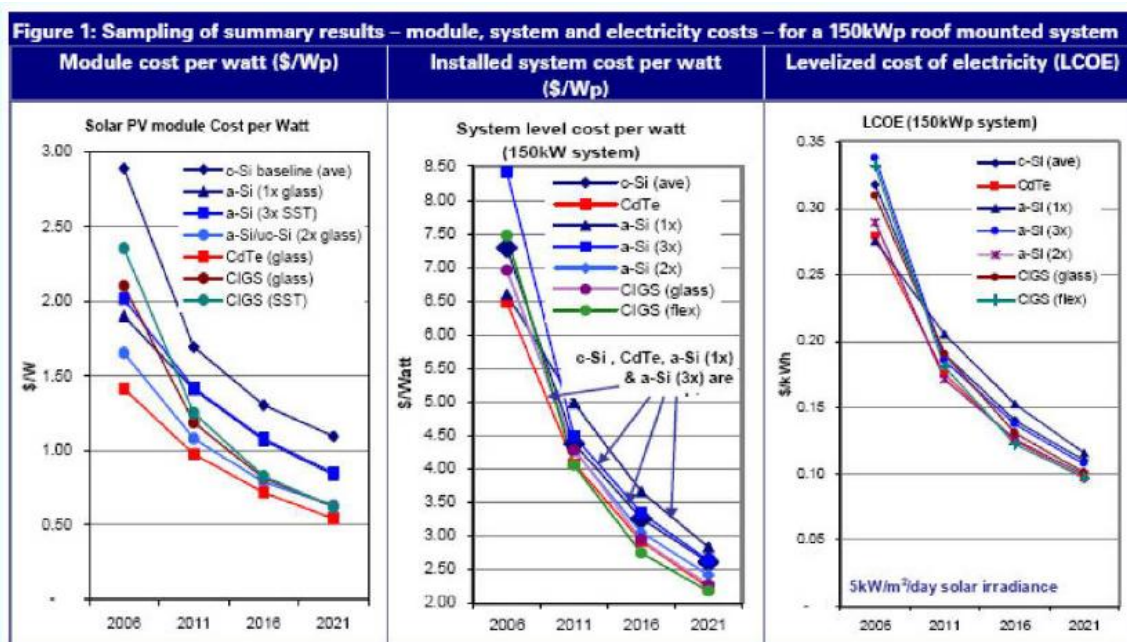


Quelle: Ib Vogt, VDMA 2008

Da Dünnschichttechnologien einen geringeren Rohstoffeinsatz erfordern und sich auch günstigere Herstellungskosten als bei konventionellen, kristallinen Solarzellen erzielen lassen, ergeben sich insgesamt relative günstige Modulkosten. Die Möglichkeit, Solarmodule auf flexible Materialien aufzubringen, bessere Leistungswerte bei höheren Temperaturen und ein niedriger Energieverbrauch in der Fertigung machen die Dünnschichttechnologie zu einem vielversprechenden Segment des Photovoltaikmarktes. Nach EuPD (2008) steigt die Produktionskapazität von c-Si Zellen um 33,7% und die von Dünnschichtzellen um 102,6 % zwischen 2007 und 2010. Allerdings sind auch bei der Fertigung kristalliner Solarmodule zukünftig immer weiter reduzierte Produktionskosten zu erwarten, so dass zur Zeit nicht absehbar ist, welche alternativen Technologien sich industriell durchsetzen werden und ob sie das Potenzial haben die derzeitige kristalline Siliziumtechnologie überhaupt ablösen zu können. Dabei ist auch die Frage entscheidend, wie sich die Systemkosten der verschiedenen Technologien entwickeln werden.



Abb. 7 Kostenentwicklung verschiedener PV-Technologien



Quelle: Deutsche Bank 2007, Schwirtlich 2009

Das sogenannte *Balance of System (BOS)* umfasst alle weiteren Einrichtungen, die zur Installation und zum Betrieb der Photovoltaik-Module erforderlich sind. Zum BOS gehören auch Wechselrichter und alle weiteren elektrischen Installationen (v.a auch Kabel) zwischen dem Modul und dem Stromnetz. Auf dieser Ebene verringern sich die Kostenunterschiede der verschiedenen Solartechnologien, da die günstigen Zelltechnologien eher geringere Wirkungsgrade aufweisen und so größere Flächen benötigen und damit höhere BOS Kosten hervorrufen. Die Abbildung der Lernkurven auf Basis von Modulkosten zeigt, dass die Kosten aller PV-Technologien bis 2021 durch technologische Fortschritte das Potenzial haben, mindestens halbiert zu werden. Bei dem Vergleich der Modulkosten sind CdTe-Module am günstigsten. Kristalline Technologien schneiden schlecht ab. Werden die Systemkosten allerdings mit einbezogen, so wird der Unterschied zwischen den Einzeltechnologien geringer. Vergleicht man die Stromgestehungskosten, so liegen alle Technologien eng beieinander. Erwartet wird, dass sich die Marktanteile der Technologien verschieben<sup>3</sup>, aber alle Technologien (in den nächsten zehn Jahren) konkurrenzfähig bleiben.

<sup>3</sup> Der Anteil der Dünnschicht-Zellen an der gesamten Produktionskapazität soll gemäß EPIA 2009 von 18 % (2009) auf 25 % (2013) steigen.

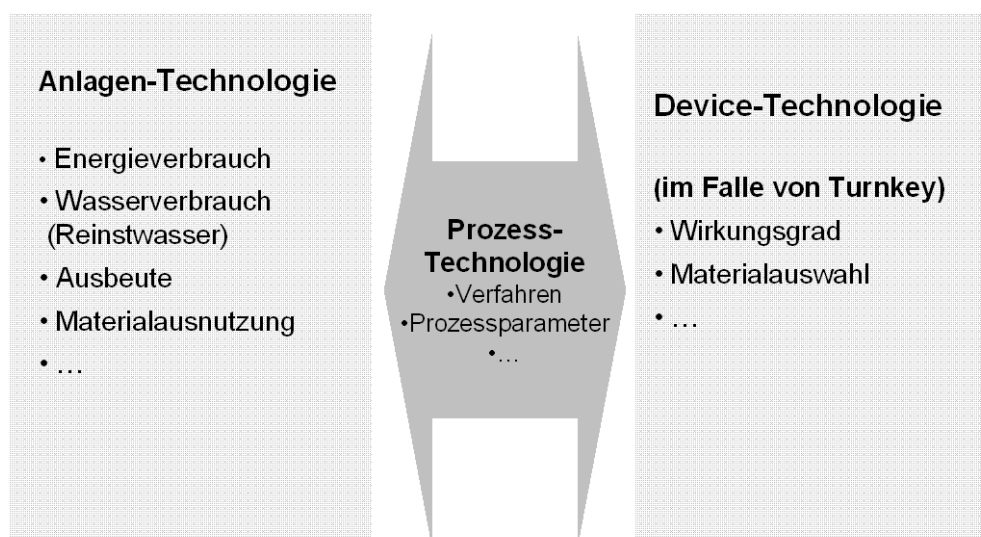


Im folgenden fokussiert die Roadmap auf die heute schon kommerzialisierten Technologien: c-Si, a-Si / $\mu$ -Si, CdTe und CIGS.

### 2.3 Fertigungstechnik: Trends in Technologie- und Marktentwicklung

Mit der Zielstellung durch eine Erhöhung der Ressourceneffizienz die Kosten in der Fertigung zu senken, rückt die Fertigungstechnik verstärkt in den Betrachtungsfokus. Von den Fortschritten und der Verbreitung effizienter Fertigungstechniken hängt neben Fortschritten bei der Solartechnologie ab, wie effizient mit Rohstoffen, Wasser und Energie in der Produktion umgegangen wird.

Abb. 8 Einfluss des Maschinen- und Anlagenbaus auf die Ressourceneffizienz



Quelle: nach Herbst 2009

In der Vergangenheit konzentrierten sich die Photovoltaikhersteller, insbesondere in Europa, vor allem auf technologische Aspekte des Produktes, um Kosten zu reduzieren. Die Produktionstechnik hat vielfach nicht diese Aufmerksamkeit bekommen. Ihre Entwicklung erfolgte über viele Jahre weitgehend in Eigenregie der Hersteller, teilweise auch in Zusammenarbeit mit Anlagenbauern. Damit konnten die Ausbeuten kontinuierlich erhöht, der Energie- und Wasserverbrauch verringert und Kosten gesenkt

werden. Um den Durchsatz spürbar weiter zu erhöhen und die Qualität zu verbessern, gewinnen automatisierte und neue Fertigungskonzepte an Bedeutung. Waren vor einigen Jahren alle Fabriken noch „maßgeschneiderte“ Unikate mit zum Teil erheblichen Anteilen von Handarbeit, so gibt es heute bereits für die Ingot-, Zell- und Modulfertigung weitgehend automatisierte Fertigungsstrassen schlüsselfertig zu kaufen. Und auch zukünftig ist mit einer massiven Zunahme der Automatisierung bei der Photovoltaik- und vorgelagerten Siliziumproduktion zu rechnen. Vor allem deutsche Unternehmen dominieren den jungen Zulieferermarkt. Über 100 Firmen operieren in diesem Sektor und decken die gesamte Wertschöpfungskette ab. Laut dem Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) betrug der Umsatz der Ausrüster aus Deutschland 2009 2 Milliarden Euro. Sie haben mit schätzungsweise 50% den größten Weltmarktanteil (VDMA 6-2010)<sup>4</sup>. Die deutschen Ausrüster konnten ihre Umsätze in den Jahren 2005 bis 2008 jährlich verdoppeln. Auch weltweit wurden in diesem Zeitraum ähnlich gute Steigerungsraten erzielt. Durch den Innovations- und Kostendruck auf die Hersteller, rechnen die Maschinenbauer für die Zukunft mit einem „gesunden“ Marktwachstum und einer Zunahme der Innovationsdynamik (VDMA 4-2010).

In jüngerer Zeit sind mehrere Trends festzustellen:

- Der Markt für PV-Produktionsmittel<sup>5</sup> ist mit dem Boom der Photovoltaik erheblich gewachsen und hat sich zu einem ernstzunehmenden Markt für den Maschinen- und Anlagenbau entwickelt. Generell entwickelt sich mit dem weltweit enormen Kapazitätsaufbau und einer beständigen Verbesserung der Fertigungstechniken ein profitabler Markt für den Maschinen- und Anlagenbau. Gleichzeitig wird der Wettbewerb unter den Zulieferern härter: Immer mehr neue Anbieter drängen auf den Markt.
- Kooperationen unter Zulieferern finden verstärkt statt, um die Wettbewerbsfähigkeit sicherzustellen und zu verbessern. Der VDMA ist bereits 1995 in das Thema eingestiegen und richtete 2007 ein fachverbandsübergreifendes Forum „Photovoltaik-Produktionsmittel“ ein, das als Dienstleistungsportal für die Branche dient. Die Mitglieder decken einen Großteil des Sektors ab. Angesichts des Bedeutungszuwachses hat der VDMA 2010 das Forum in einen eigenständigen Verbandsteil überführt (VDMA 3-2010).

<sup>4</sup> Wie groß der Weltmarkt für den Maschinen- und Anlagenbau in der Photovoltaik ist, lässt sich derzeit nicht exakt beziffern. Außer vereinzelten Reports von Marktforschungsunternehmen und Banken, deren Werte teilweise erheblich voneinander abweichen, existiert zurzeit keine regelmäßig erscheinende globale Wirtschaftsstatistik, in der Produktionsmittel für Photovoltaik abgegrenzt sind. Die Auftragseingangs- und Umsatzstatistik des VDMA bezieht Hersteller von Komponenten, Maschinen und Anlagen für die Photovoltaik-Produktion aus Deutschland ein. Sie wird quartalsweise ab 2005 erhoben und hat einen Abdeckungsgrad (Umsatz) von über 70%.

<sup>5</sup> Die Definition „Photovoltaik-Produktionsmittel“ schließt die Unternehmen des Maschinenbaus, des Anlagenbaus sowie die Hersteller von Komponenten für Maschinen (z.B. Laser, Pumpen) für die Herstellung von Photovoltaik ein. Ausgeschlossen sind Hersteller von Produkten, die sich in Photovoltaik-Endprodukten befinden, wie z.B. Lotpaste, Folien, Silizium, Rahmen, etc.

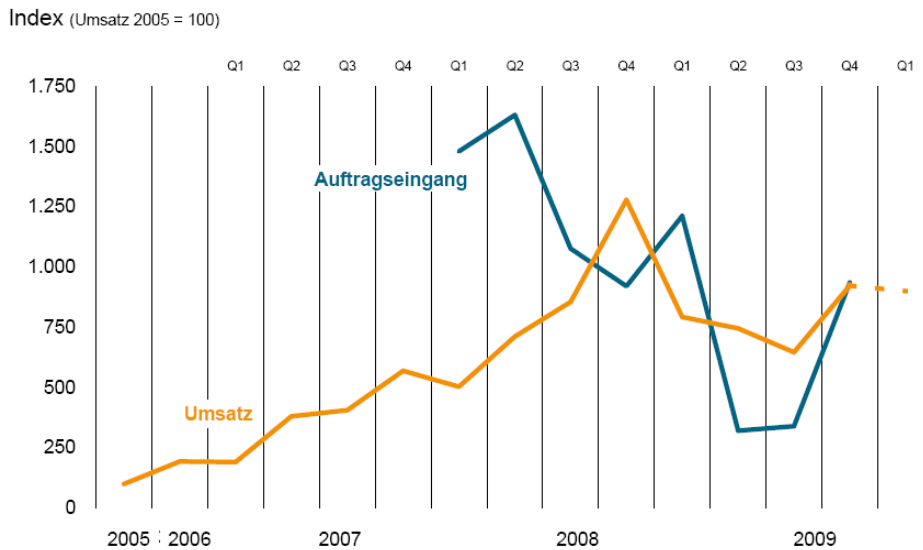
- Wurden in der Vergangenheit für die Photovoltaik Prozesse aus der Halbleiterindustrie, der Flachdisplay-, der Automobil- und der Glasfertigung modifiziert, werden heute verstärkt anwendungsspezifische Lösungen für die Solarindustrie entwickelt: von der Reaktortechnik in der Polysilizium-Herstellung, der Glasherstellung für Solarsysteme über die Online-Analytik zur Prozessoptimierung bis zu Automatisierung der Wafer-, Zell- und Modulproduktion. Die Anlagenbauer profitieren von den Erfahrungen aus den o.g. verwandten Industrien und von den Lernkurven, die dort bereits durchschritten wurden (VDMA 2008).
- Für eine material- und ressourceneffiziente Produktion werden neue Fertigungsschritte entwickelt wie Plasma-, CVD- und PVD-Verfahren, Alternativen zur Nasschemie, der Einsatz von Lasern, die Entwicklung von Durchlaufprozessen und sehr schnelle Prozesse mit geringer Zykluszeit.
- Entstehen von Solarfabrikationsparks: Polysiliziumherstellung, Glasproduktion und Modulfertigung rücken näher zusammen und werden regional vernetzt. Von Bedeutung ist das Cluster Solarvalley Mitteldeutschland in dem Forschung, Entwicklung und Produktion lokal konzentriert sind.
- Spezialisierung des Maschinen- und Anlagenbaus mit der Tendenz, schlüsselfertige Produktionslinien und aufeinander abgestimmte Prozesse zu entwickeln sowie generell den Automatisierungs- und Standardisierungsgrad der Linien zu erhöhen (VDMA-MMG 2009). Die Phase des sogenannten „Ramp up“, die dem Produktionsstart vorausgeht, verkürzt sich damit zusehends, auf „sechs bis acht Monate.“ (Schwarzburger 2009). Die Verfügbarkeit von schlüsselfertigen („turnkey“) Anlagen ermöglicht es Firmen, den Vorlauf, für eine Photovoltaik-Produktion deutlich zu verkürzen. Die Anbieter von Turnkey-Linien garantieren den Herstellern sogar eine bestimmte festgelegte Zell- bzw. Moduleffizienz. Bisher fragten vor allem branchenfremde Investoren mit geringer Produktionserfahrung Turnkey-Linien nach. Neuerdings investieren zunehmend auch in der Photovoltaik erfahrene Firmen in solche Fabriken, um ihre Marktposition schneller auszubauen. Allein aufeinander abgestimmte Prozesse können den Wirkungsgrad von Modulen beträchtlich verbessern, ohne die Technologie des Produktes selbst zu verändern (VDMA-MMG 2009).
- Auch „copy exactly“-Strategien für Fabriken werden zunehmend angewandt. Ist eine Fabrik einmal eingefahren und liefert zuverlässigen Output, wird sie exakt – teilweise an anderen Produktionsorten – nachgebaut.
- Aufgrund der Finanzkrise haben Hersteller von Solarzellen oder Modulen ihre Ausbaupläne gestreckt, weshalb der Maschinen-Umsatz im Jahr 2009 um 10% sank. Bei „turnkey“-Fertigungslinien wurden höhere Auftragseingänge aus den Wachstumsmärkten in Asien verzeichnet. Wegen des hohen Kosten- und Konkurrenzdrucks kann sich aber kein Photovoltaik-Hersteller leisten, mit einem überalterten Maschinenpark zu produzieren.

- Die Märkte für Anlagen zur Produktion von Photovoltaik verlagern sich. Asien entwickelt sich zum wichtigsten Abnehmer neuer Fabriken.
- „Triple Green“ wird zum Schlagwort für nachhaltige Fertigung und Recycling des „grünen Produktes“ Photovoltaik (Solarpraxis 2009).
- Trend zu immer größeren Fertigungseinheiten; die durchschnittliche Größe der Solarfabriken liegt gegenwärtig bei einem Produktionsvolumen von 80 bis 100 MW, viele Photovoltaik-Produktionsstätten haben nur eine Jahreskapazität von weniger als 25 MW, große Fabriken liegen bei 200 MW, die Kapazität pro Fertigungsstufe liegt bei 30 MW bis 70 MW. Künftig werden diese Kapazitäten größer.

Auch in Bezug auf das Ausschöpfen von Potenzialen zur Materialeffizienz, Energie- und Ressourcenschonung erweist sich die Dynamik zur Konzentration, Integration und Ausweitung der Fertigungseinheiten als förderlich. Konzepte zur Errichtung von sog. „Giga-Watt-Fabriken“ hat u.a. der Engineering-Konzern M+W-Zander (2008) vorgelegt. Hier wird vor allem das „scaling“, die Vergrößerung der Fertigungseinheiten vorangetrieben. Die centrotherm photovoltaics AG stellte unter dem Stichwort „Grid-Parity-Fab“ (Photon 12/2008) Einsparpotenziale durch die Integration von Ingot-, Zell- und Modulfertigung vor. Diese Konzepte setzen auf die Integration der Fertigung unter einem Dach. Das spart zum einen Transport, Verpackung und die Margen der Zwischenstufen. Durch die direkte Weiterverarbeitung werden Verschleiß, Alterung und Bruch des Materials verringert. Außerdem werden durch eine Optimierung des Produktionsprozesses und des Recyclings der Wasserverbrauch, die benötigten Prozesschemikalien und die erforderliche Energie erheblich gesenkt. So wird das Wasserrecycling durch die Größe der Anlage einfacher und teilweise erst wirtschaftlich. Die Reduzierung des Wasserverbrauchs könnte bis zu 60% betragen.

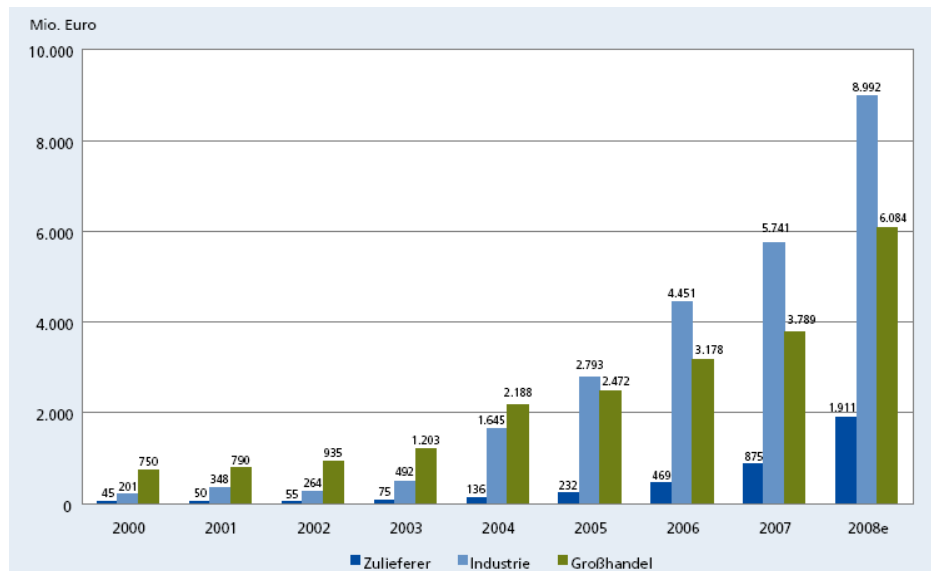
M+W-Zander rechnet damit, dass die Größenvorteile, die eine Gigawattfabrik einem waferbasierten Hersteller bietet, einen um 25% niedrigeren Kapitaleinsatz erforderlich macht. Für Dünnschichthersteller könnte der Kapitaleinsatz sogar noch weiter reduziert werden. Allerdings ist die industrielle Beherrschbarkeit von Solarfabriken dieser Größenordnung noch nicht gesichert (Richter 2008, IZT 2009). Insgesamt waren Konzepte des Scaling und der vertikalen Integration bei vergleichbaren Industrien wie der Halbleiter- oder der Flachdisplay-Industrie sehr erfolgreich und haben erheblich zur Kostenreduktion beigetragen (Maiser 2010).

Abb. 9: Auftragseingangs- und Umsatzentwicklung der Hersteller von Komponenten, Maschinen und Anlagen für die Photovoltaik-Produktion (Photovoltaik-Produktionsmittel) aus Deutschland. Gesamtumsatz 2008: 2,2 Mrd. €.



Quelle: Quartalsstatistik VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel, Juni 2010. Gestrichelt: Einschätzung der Melder für das Folgequartal.

Abb. 10: Umsätze deutscher PV-Zulieferbetriebe, Industrie und Handel



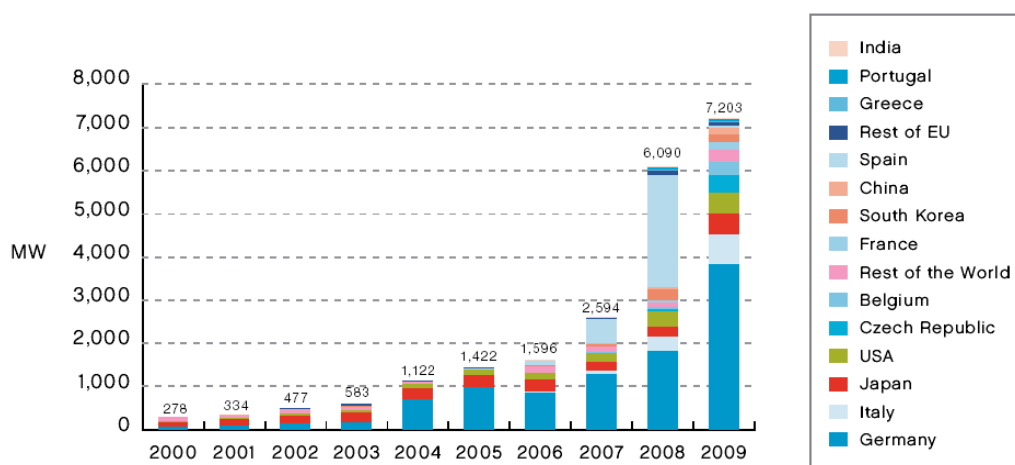
Quelle: EuPD Research 2009, „Photovoltaikstandort Deutschland – Umsatz, Export und Beschäftigung“, Berlin, 09.07.2009<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Die Definition "Zulieferer", schließt neben Herstellern von Photovoltaik-Produktionsmitteln auch Teile der Hersteller von Produkten, die sich in Photovoltaik-Endprodukten befinden, wie z.B. Lotpaste, Folien, Rahmen, etc. mit ein.

## 2.4 Marktentwicklung

Bis zum Jahr 2009 hat sich der PV-Markt wie folgt entwickelt:

Abb. 11: Entwicklung der weltweiten Marktes für PV (neu installierte Leistung)



Quelle: EPIA 2010

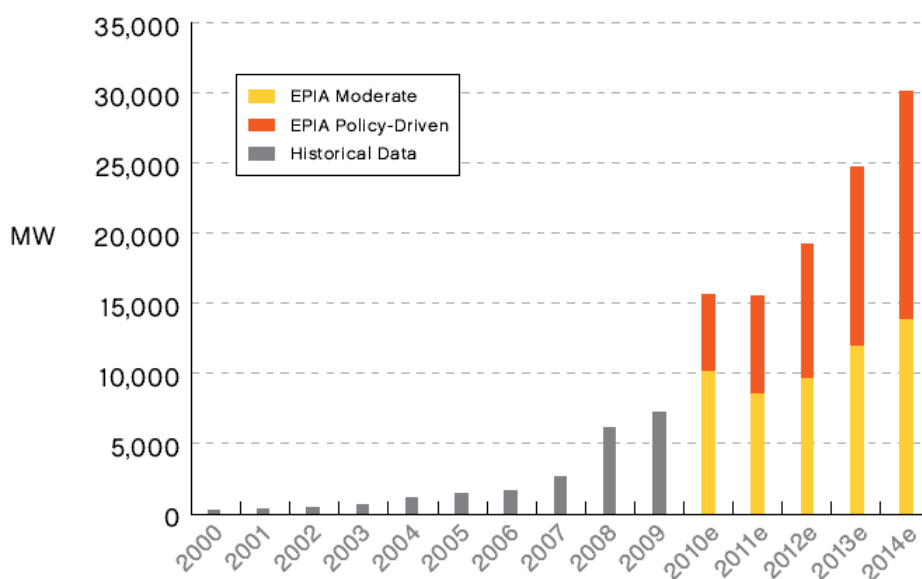
Zwischen 2000 und 2009 wuchs die weltweit neu installierte Leistung dynamisch. 2009 lag sie bei 7.203 MW. Damit lag das Wachstum weit über allen Kurzfristprognosen der letzten Jahre. 2009 entwickelte sich die neu installierte Leistung weltweit zwar weniger stark. Hauptursache hierfür sind Probleme bei der Finanzierung von Großprojekten und Abbau der Förderung in wichtigen Abnehmerländern wie Spanien. Dennoch blieb das Wachstum mit 15% angesichts der Finanzkrise signifikant, was im Wesentlichen am starken Zubau in Deutschland hing. Global gesehen kann der weitere Ausbau der Photovoltaik als langfristig sehr stabiler Trend angesehen werden. Es gibt langfristige politische Zielsetzungen, wie etwa das Ziel der EU bis 2020 auf 20 % erneuerbare Energien zu kommen, die USA, China und Südkorea setzen zunehmend auf Photovoltaik. Starke Schwankungen wird es jedoch in der regionalen Verteilung geben. Regie-

rungs- bzw. Politikwechsel haben in einzelnen Märkten sowohl zu Boomphasen als auch drastischen Markteinbrüchen geführt. Mit einem insgesamt wachsenden Marktvolumen, wird dies global jedoch immer weniger ins Gewicht fallen.

### Kurz- und mittelfristige Prognosen

EPIA rechnet in seinem „Global market outlook until 2014“ damit, dass sich der Markt für Photovoltaik bis 2014 gegeben über 2009 (7,2 GW) in einem moderaten Szenario nahezu verdoppeln und in einem politikgetriebenen Szenario vierfachen könnte. (2014: 30 GW installierte Leistung). Dies zeigt, wie abhängig die Entwicklung von politischen Förderprogrammen und Rahmenbedingungen noch ist. Auch andere Marktprognosen differieren stark (bis Faktor 5), insbesondere, wenn man produktionsorientierte und nachfrageorientierte Erwartungen miteinander vergleicht.

Abb. 12: Globale Entwicklung des PV-Marktes in zwei Szenarien, 2009-2014



Quelle: EPIA 2010

Die Diskrepanz zwischen Produktion und Neuinstallation basiert auf den massiven Aufbau von Fertigungskapazitäten, was dazu führt, dass auf dem Photovoltaikmarkt eine „Gewichtsverlagerung“ von einem Anbieter- zu einem Nachfragermarkt stattfindet, die durch die Finanz- und Wirtschaftskrise und den Verfall der Preise noch beschleunigt wird.



nigt wird. Folge sind ein deutliches Überangebot an Modulen und ein zunehmender Konkurrenzdruck. Die Unterauslastungen der Produktionskapazitäten sind aber nicht als „strukturelle Überkapazität zu werten, vielmehr sind sie Ausdruck des rasanten Wachstums“, das die Branche bestimmt (Richter 2008). Die aktuelle Finanz- und Wirtschaftskrise dämpft diese Dynamik, wobei deren Stärke noch nicht absehbar ist. Die Finanzierung von Investitionen in Produktion, Handel und Projekte ist jedenfalls deutlich erschwert.

### Mittel- bis langfristige Szenarien

In den Szenarien variiert die installierte Kapazität bis 2050 um mehr als eine ganze Größenordnung. Folgende Tabelle fasst die installierte Photovoltaik-Kapazität aus verschiedenen Szenarien zusammen:

Tab. 1: Globale kumulierte Kapazität an Photovoltaik (GWp bis 2050)

	Szenario	Status	2010	2020	2030	2040	2050
AMBIENTE ITALIA	Very Optimistic / Technological Breakthrough	6 (2006)	22,5	230	1270	4080	8.930
	Optimistic / Realistic	6 (2006)	22,5	206	755	1520	2.360
	Pessimistic	6 (2006)	22,5	105	236	384	532
DLR und itt	Min	3 (2004)	19,5	120,3	314,6	511,4	708,0
	SEE	3 (2004)	21,2	199,5	775,0	1617,7	2477,0
	Max	3 (2004)	22,4	301,7	1915,7	4174,3	6015,0
Greenpeace und EPIA	Advanced	9 (2008)	25,4	278	1864	-	-
	Moderate	9 (2008)	21,6	211	912	-	-

Quelle: eigene Zusammenstellung des IZT; SEE – Solar Energy Economy (optimistisch, aber realistisch)

Die Studien stimmen weitgehend hinsichtlich der kumulierten Kapazität im Jahr 2010 überein, die zwischen rund 20 und ca. 25 GW<sub>p</sub> liegen soll. Eine deutliche Spreizung ist 2020 sichtbar. Als realistisch eingeschätzte Werte liegen bei rund 200 GW<sub>p</sub>, minimale Werte bei rund 100 GW<sub>p</sub> und maximale Werte bei rund 300 GW<sub>p</sub>. Diese Tendenz setzt sich bis 2050 fort, wird jedoch noch ausgeprägter. Speziell auf Deutschland bezogen sollen 2010 1,1 GW<sub>p</sub> und 2030 2,4 GW<sub>p</sub> installiert sein (PROGNOS 2005). AMBIENTE ITALIA benennt die installierten Kapazitäten auch nach Technologielinien und weist Modulwirkungsgrade sowie Modullebensdauern aus. Im Jahr 2005 entfallen auf die c-Si 90 % der kumulierten Kapazität und auf Dünnschicht 10 %.



**Fazit:** Photovoltaik ist weltweit ein wachsender Markt. Die zukünftige Marktdiffusion der Photovoltaik bis 2020 und darüber hinaus hängt in erster Linie vom technologischen Wandel, der Lage der Weltwirtschaft und von politischen Maßnahmen ab. Sehr unsicher ist derzeit, welche Szenarien welche Technologielinien begünstigen. Die Fortentwicklungspotenziale bei Dünnschichttechnologien werden größer eingeschätzt als bei der kristallinen Silizium-Technologie. Es ist vergleichsweise sicher, dass die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und die Politik keine bestimmte Technologie begünstigen, so dass vor allem der technologische Wettbewerb der Fertigung zu günstigen Kosten die Marktanteile der einzelnen Technologien bestimmen wird.

### 3 Stoffströme der Photovoltaik: Eine Bestandsaufnahme

#### 3.1 Stoffliche Zusammensetzung

Die Photovoltaiktechnologien und die verschiedenen Zelltypen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer stofflichen Zusammensetzung erheblich. Auch innerhalb eines Zelltyps gibt es von Hersteller zu Hersteller beachtliche Unterschiede. Generell dominieren Glas und Rahmenmaterial. Neben den Massenwerkstoffen Glas und Aluminium bestehen Photovoltaikzellen aus einer Vielzahl weiterer Stoffe. Kristalline Zellen werden aus Wafern, die aus hochreinem Halbleitermaterial bestehen, produziert. In der Regel wird Silizium, entweder monokristallin oder multikristallin, verwendet. Die benötigte Siliziummenge beträgt ca. 10 Tonnen je produziertem MW Leistung bezogen auf das Jahr 2006. 2005 waren dafür noch 11 Tonnen notwendig, 2002 rund 16 Tonnen. Bei der Dünnschichttechnologie wird eine dünne, leitende Schicht auf Glas oder metallische Trägermaterialien aufgetragen. Als Halbleitermaterialien werden unter anderem Indium, Gallium, Selen bzw. Schwefel in den CIGS-Zellen, Cadmium und Tellur in den CdTe-Zellen sowie Arsen in den GaAs-Zellen eingesetzt. Weitere Elemente, die in Solarzellen im Emitter, den elektrischen Kontakten und Antireflexionsbeschichtungen vorkommen, sind u.a. CdS, ZnO, SnO<sub>2</sub> und TiO<sub>2</sub>.

Das a-Si Modul von FEE wiegt 3,483 kg und hat folgende Zusammensetzung:

Tab. 2: Typische Zusammensetzung von a-Si-Modulen

Komponente	a-Si Modul von FEE		Altmodul
	Menge [g/m <sup>2</sup> ]	Menge [g/Wp]	Menge [%]
Glas	12.480	249,6	86
SnO <sub>2</sub>	3,45	0,069	
Sn	2,72	0,0544857	< 0,1
Pb			< 0,1
Bor	4,23E-05	8,46E-07	
Si (Halbleiter)	0,92	0,0184	< 0,1
P	4,33E-07	8,66E-09	
Al (inkl. Streifen)	5,16	0,102	12
Organik			2
Acrylrückstand und Kleber	70,87	1,687	
Kabel	143,00	2,86	
Polyol	1.021,00	20,3	
MDI	770,00	15,4	

Quelle: Ökopol et al. 2007

CIGS-Module unterscheiden sich in ihrer Zusammensetzung, wobei Module mit starren und flexiblen Trägerschichten unterschieden werden können. Ein kleines Modul wiegt beispielweise 11,7 kg.

Tab. 3: Typische Zusammensetzung von heutigen CIGS-Modulen

Komponente	Neumodule			Altmodule
	Hersteller A [g/m <sup>2</sup> ]	Hersteller B [g/m <sup>2</sup> ]	Hersteller C [g/m <sup>2</sup> ]	Menge [%]
Si <sub>3</sub> N <sub>4</sub>	0,5			
Mo	4	5		
CIGS	10	12	9,5	
In				0,02
Ga				0,01
Se				0,03
Selen	5	6	4,5	
ZnO	7	6	0,7	
CdS	0,2	0	0,24	
Sn				0,12
Pb				< 0,1
Polymere (diverse)	1.701	701	k.A.	6
Glas (Trägerschicht Frontglas)	15.000	15.000	k.A.	80
Aluminium (Rahmen)	3.000	1.800	k.A.	12
Kupfer und Polymer (Kabel)	400	200	k.A.	0,85 (nur Cu)

Quelle: Ökopol et al. 2007

In Zukunft beherrschen wahrscheinlich CIGS-Module mit flexiblen Trägerschichten den Markt. Dies bedeutet eine zunehmende Mengen-Dominanz von Polymeren und Stahl statt Glas.

Die stoffliche Zusammensetzung eines typischen heutigen CdTe-Moduls zeigt folgende Tabelle.

Tab. 4: Typische Zusammensetzung von heutigen CdTe-Modulen

	Typisches Neumodul		Altmodul
Komponente	Menge [g/m <sup>2</sup> ]	Menge [g/Wp]	Menge [%]
Glasträger	7.500	71	95,4
TCO-SnO <sub>2</sub>	6,9	0,07	
CdS	0,483	0,005	
CdTe	18	0,17	
Cd			0,07
Te			0,07
Rückkontakt	2,7	0,03	< 0,01 (Ag)
Al			< 0,01
Sn			< 0,01
Pb			< 0,01
Organik			3,5
EVA	500	4,8	
Frontglas	7.500	71	
CuSn-Band	6,94	0,07	
Verbindungsbox	21,7	0,2	
Kabel	57,8	0,6	0,9 (nur Cu)

Quelle: Ökopol et al. 2007

Ökopol et al. (2007) schätzen den Anteil der Module mit Rahmen bei c-Si auf 98 %, bei a-Si auf 98 %, bei CIS auf 80 % und bei CdTe auf 0 %. Dies erklärt auch den höchsten Glasanteil und den geringsten Aluminiumanteil bei CdTe.

### 3.2 Stoffströme

Die Materialrelevanz der Photovoltaik ergibt sich vor allem aus dem zu erwartenden Mengenwachstum der installierten Solaranlagen. Die Betrachtung der Gerätemasse gibt einen ersten Anhaltspunkt der Materialrelevanz der verschiedenen Produktkategorien, sagt selbst aber noch nichts über die damit verbundenen Rohstoffverbräuche und Umwelteffekte aus. Gegenwärtig liegt die Photovoltaik noch erheblich unter den Mengen anderer Produkte (wie der Elektronik) und stellt derzeit noch kein vergleichbar großer Stoffstrom dar. Mit der Marktdurchdringung der Photovoltaik wird sich dies aber

ändern. Legt man eine durchschnittliche Modulmasse von 75 Tonnen pro MW<sub>p</sub> (Sander et al. 2007) zugrunde, ergibt sich für 2008 ein weltweiter Stoffstrom für Photovoltaik in der Größenordnung von rund 593.000 t. Folgt man dem realistisch-optimistischen Szenario von NEEDS (2006) so verdoppelt sich der Stoffstrom binnen fünf Jahre und vervierfacht sich bis 2020. Bis 2030 könnte er um den Faktor 9 auf rund 5,3 Mio. t anwachsen. Zum Vergleich: Weltweit wurden 293 Mio. PCs im Jahr 2008 verkauft. Dies entspricht einer Materialmenge von rund 2,9 Mio. t

Tab. 5: Weltweite PV-Stoffströme

Jahr	2008	2013	2020	2025	2030
Weltweite Produktion in Mio. t	0,593	1,008	2,550	4,125	5,325

Quelle: EPIA, realistisch-optimistisches Szenario von NEEDS 2006

### 3.3 Abfallströme

In Deutschland fallen gegenwärtig rund 3.300 Tonnen Modulschrott an. Im Vergleich zum restlichen Elektro(nik)schrottaufkommen in Deutschland mit ca. 800.000 Tonnen nimmt sich diese Menge an Modulschrott gering aus. Mit der zunehmenden Produktion und Installation von Photovoltaikprodukten ist aber ein Anstieg der Abfallströme zukünftig zu erwarten. Während die Abfallströme aus der Produktion durch die steigende industrielle Massenfertigung geprägt wird und gleichzeitig mit der Produktion anfallen, fallen photovoltaische Altprodukte je nach Lebensdauer zeitlich versetzt an. Die Abfallmengen, welche sich durch den Ausbau der PV ergeben, wurden von Ökopol (2007) prognostiziert. Zugrundegelegt wurde dabei eine PV Wachstumsprognose, sowie eine pauschale Abfallmenge von 75 t pro MWp installierte Leistung, sowie spezifische Annahmen zu

- Produktionsausfällen: 0,2%
- Schäden aus Transport oder Montage: 0,5%
- Verlusten im ersten Betriebsjahr: 0,8%
- Neuschäden bei dominierendem Marktwachstum: 1,5%
- Altschäden: 0,3%

Aus diesen Annahmen prognostiziert Ökopol (2007) folgende Abfallmengen:

Tab. 6: Prognose des Abfallaufkommens photovoltaischer Produkte (in Tonnen)

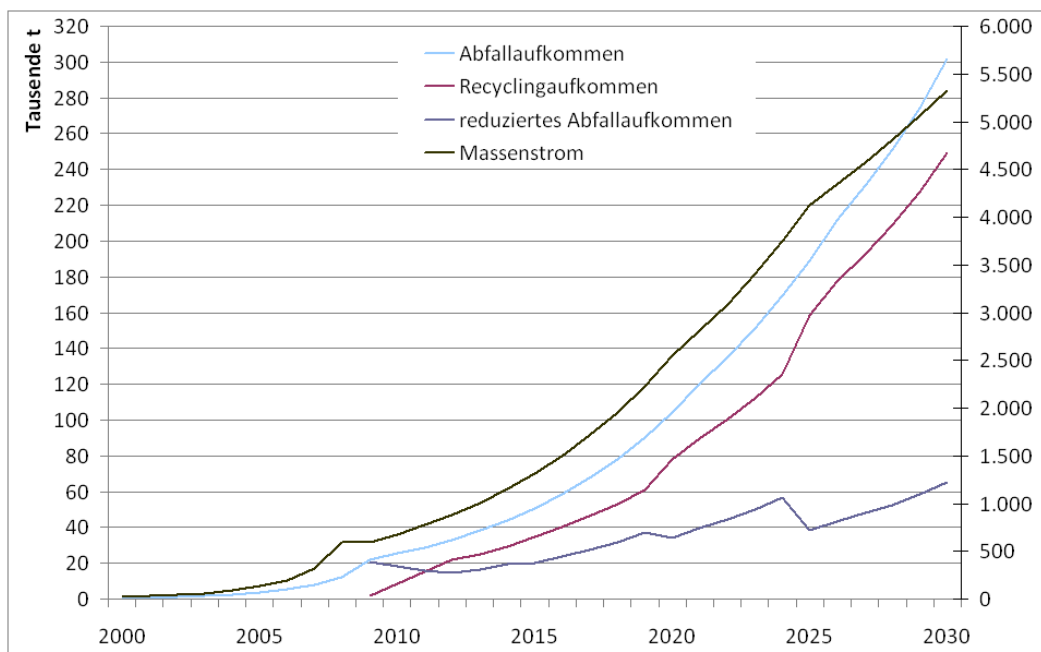
	2009	2010	2015	2020	2030
Deutschland	2.709 t	3.313 t	8.148 t	-	-
Europa	5.145 t	7.774 t	16.706	35.397 t	132.750 t
c-Si		6.219 t	-	25.486 t	45.135 t
Dünnschicht		1.399 t	-	7.433 t	43.808 t
Neuentwicklungen		122 t	-	155 t	43.808 t

Quelle: Ökopol 2007

Wie sich die weltweiten Massenströme der jährlich neu produzierten Module, die Abfallströme, die Recyclingströme und die durch das stoffliche Recycling reduzierten Abfallströme bis zum Jahr 2030 entwickeln könnten, zeigt das folgende Szenario<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Die Abfallmengen erreichen wegen der langen Lebensdauer der Module deutlich verzögert die Skalen des Massenstroms (etwa 10 bis 12 Jahre). Der Hauptanteil des Abfallaufkommens (50 % bis 70 %) entsteht durch neue kaputte Module, d.h. durch Produktionsausfälle, Schäden aus Transport und Montage, Verluste im 1. Betriebsjahr und Neuschäden. Die verzögert anfallenden Altmodule haben also nur einen Anteil von unter 50 % am gesamten Abfallaufkommen. Die durch das stoffliche Recycling reduzierten Abfallströme ergeben sich durch Subtraktion der Recyclingaufkommens mal der massenbasierten Verwertungsquoten von dem gesamten Abfallaufkommen. In der Pilotanlage von Sunicon wird eine Recyclingquote für kristalline Module von 85 % erreicht, First Solar erreicht für ihre CdTe-Module sogar 90 % (siehe Wambach 2010; Krueger 2010). Auf Basis dieser Angaben beruhen die Recyclingquoten mit der Annahme, dass durch technische Weiterentwicklung die massenbasierten Recyclingquoten bis auf 95 % gesteigert werden können. Voraussetzung ist, dass Kunststoffe (Laminierung, Rückseitenfolien) in Zukunft auch stofflich recycelt werden können.

Abb. 13: Stoffstrom (rechte Skala), Abfallaufkommen, Recyclingaufkommen und das durch das Recycling reduzierte Abfallaufkommen (linke Skala).



Quelle: IZT; Anm.: 1 MW<sub>p</sub> entspricht 75 t

Die Prognosen unterliegen erheblichen Unsicherheiten insbesondere hinsichtlich des Marktwachstums nach 2015. Außerdem existieren noch keinerlei Erfahrungen über das tatsächliche Rückbauverhalten. Dieses dürfte wesentlich von der angebotenen Rückführlogistik und den damit einhergehenden Kosten für den Anlagenbesitzer abhängen. Erschwerend kommt hinzu, dass PV-Anlagen zu beträchtlichen Anteilen direkt oder mittelbar in das Gebäude und insbesondere das Dach integriert sind. Damit stellt sich die Frage, inwieweit Alt-Module zusammen mit den Baurestmassen von Gebäuden einer Verwertung zugeführt werden, was den Zeitpunkt des Anfalls verlängern würde und unsicherer macht.

### 3.4 Toxizität

Bei einigen Zelltypen werden Stoffe mit einem gesundheits- und umweltgefährdenden Potenzial eingesetzt. Dazu zählen insbesondere Blei, Arsen bzw. deren Verbindungen, Kupfergalliumdiselenid und Cadmium. Blei wird in Loten eingesetzt, rund 50g pro Modul. Aufgrund rechtlicher Anforderungen (ROHS) werden auch in der Solarindustrie bleifreie Lote verwendet, so dass sich dieser Stoff nur noch in Altanlagen befinden dürfte. Arsen und Cadmium sind kanzerogen, Arsen darüber hinaus teratogen und mutagen. Ein typisches Cadmiumtellurid-Solarmodul enthält heute durchschnittlich rund ca. 12 g Cadmium pro m<sup>2</sup> Zellfläche (frühere Angaben liegen bei 22g). Zu den

Herstellern in Deutschland, die die CdTe-Technologie verwenden, gehören unter anderen First Solar, Calyxo (Q-Cells-Gruppe) und CTF-Solar. Bei der Produktion wird Cadmium durch Co-Verdampfung auf das Trägermaterial aufgebracht. Dabei wird die gesamte Innenoberfläche der Beschichtungskammer mit Dünnschichten aus Tellur, Cadmiumtellurid, Cadmiumsulfid und Antimontellurid überzogen. Die Materialverluste dieses Prozesses können bis zu 40% des eingesetzten Materials betragen. Rückstände in der Produktionskammer werden mit wässriger Säure entfernt. Neben der eigentlichen Zellproduktion stellt also auch die Reinigung der Produktionsanlagen besondere Anforderungen an Umwelt- und Arbeitsschutz. Werden diese erfüllt, ist die Freisetzung an Cadmium minimal. Während des gesamten Lebenszyklus gelangen laut Fthenakis schätzungsweise 20 Milligramm Cadmium pro Gigawattstunde in die Umwelt, hauptsächlich bei der Gewinnung des Schwermetalls und der Herstellung der leitenden Schicht (Fthenakis 2008). Während Betrieb, Entsorgung und Recycling der Module wird zwar kein Cadmium und auch keine anderen umweltgefährdenden Stoffe freigesetzt. Trotzdem stellt sich die Aufgabe, mögliche Problemstoffe zu verringern oder zu substituieren. Durch die Implementierung eines Rücknahme- und Recyclingprozesses kann zudem verhindert werden, dass Photovoltaik-Module unsachgemäß entsorgt und in den lokalen Abfallstrom gelangen.

Tab. 7: Gesundheits- oder umweltgefährdende Stoffe in der Photovoltaik

Stoffe	Technologie	Mögliche Belastungen
Arsen	GaAs	mutagen, teratogen, kanzerogen, Nervengift, Herz-Leberschäden, Gefstoff § 15, T, S: K1; Arsenverbindungen: ChemVerbVO
Blei	Lote	teratogen, Nervengift, nierenschädigend; T, K III B, Gefstoff VO § 15b, S3
Cadmium	CdTe	kanzerogen, Akkumulation in Nieren/Leber, T, K, II A 2, S 3, ChemVerbVO, Gefstoff. § 15
Selen	CIS	als Verbindung in hoher Konzentration giftig

Quelle: eigene Zusammenstellung

### 3.5 Treibhausgasemissionen

Fluorverbindungen wie  $\text{CF}_4$ ,  $\text{C}_2\text{F}_6$ ,  $\text{SF}_6$  und  $\text{NF}_3$ , werden von der PV-Industrie bei der Herstellung von Wafern zum Strukturätzen und zur Reinigung der Reaktionskammern eingesetzt. Es handelt sich um Treibhausgase, die ein im Vergleich zu Kohlendioxid vielfaches Treibhauspotenzial (GWP) haben. Technisch werden diese Gase bei der Produktion in der Regel aufgefangen. Trotzdem kommt es weltweit noch zur Freisetzung von Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ) und Stickstofftrifluorid ( $\text{NF}_3$ ) in die Atmosphäre. Schätzungen gehen weltweit von 4500 Tonnen  $\text{NF}_3$  jährlich aus, was etwa der Emission von 12 Millionen Tonnen Kohlendioxid entspricht. Für die Klimabilanz von

Siliziumdünnschichtmodulen bedeutet dies, dass es „zwei Jahre dauert, bis die Module so viel Kohlendioxid vermieden haben, um den  $\text{NF}_3$ -Verlust wieder aufzuwiegen“ (Photon 12/2008). Die Treibhausgaspotenziale (GWP) und jährlich eingesetzte Mengen von Fluorverbindungen in der Solartechnik in Deutschland sind in folgender Tabelle aufgelistet.

Tab. 8: GWP und eingesetzten Mengen von Fluorverbindungen pro Jahr in der Solartechnik in Deutschland

Reinigungsgas	Formel	100 yr GWP kg $\text{CO}_2$ -eq	Eingesetzte Menge kg/Jahr
Tetrafluormethan	$\text{CF}_4$	7.390	Einige hundert
Hexafluorethan	$\text{C}_2\text{F}_6$	12.200	
Schwefelhexafluorid	$\text{SF}_6$	23.900	25.000
Stickstofftrifluorid	$\text{NF}_3$	17.200	Einige zehntausend

Quelle: Schottler et al. 2008, UBA 2009

$\text{CF}_4$  und  $\text{C}_2\text{F}_6$  werden bei der Herstellung von c-Si-Zellen verwendet: Ersteres zum Plasmaätzen in der Kantenisolation und letzteres zur Reinigung der Kammern nach dem Abscheiden der Antireflexivschicht aus Siliziumnitrid. Obwohl bei manchen Firmen  $\text{CF}_4$  zum Plasmaätzen in der Kantenisolation der Wafertechnologie eingesetzt wird, entspricht dies heute nicht mehr dem Stand der Technik. Zunehmend setzt sich stattdessen für die Kantenisolation das Laserschneiden durch (de Wild-Scholten et al. 2007).  $\text{SF}_6$  und  $\text{NF}_3$  werden in der Regel in der Produktion von a-Si und a-Si/ $\mu$ -Si-Zellen für die Reinigung der Kammern der Gasphasenabscheidung genutzt.  $\text{SF}_6$  wurde lediglich bei kleinen Produktionsanlagen, die Beginn der 2000er Jahre errichtet wurden, eingesetzt. In neueren Anlagen wird aus Gründen der Kosten- und Reinigungseffizienz  $\text{NF}_3$  verwendet (M+W Zander 2009).

Bisher ging das UBA davon aus, dass Abgasreinigungsanlagen in Deutschland weniger verbreitet sind als es das IPCC der UN für die Berechnung des Emissionsfaktors zugrundegelegt. Deshalb wurde ein höherer Emissionsfaktor von 0,5 statt des IPCC-Faktors von 0,4 zur Emissionsberechnung benutzt (UBA 2009). Allerdings geht die Industrie heute davon aus, dass inzwischen in den meisten Produktionsanlagen, welche diese Gase einsetzen, Minderungssysteme (Abatement-Systeme) installiert sind. In diesen Reinigungssystemen erfolgt eine thermische Zerlegung der klimawirksamen Komponenten des Gases, welches nicht in den CVD-Kammern mit Silizium reagiert hat. Die theoretische Reinigungseffizienz wird mit 95% bis 99% angegeben (de Wild-Scholten et al. 2007). Es steht zu vermuten, dass die Reinigungseffizienz in der Praxis allerdings niedriger ist, da die Minderungssysteme in vielen Fällen überlastet sind und Funktionsstörungen unterliegen, denn sie wurden ursprünglich für die Halbleiterherstellung der elektronischen Industrie konzipiert, wo wesentlich geringere Gasmengen



eingesetzt werden (Photon 12/2008). Neben der unvollständigen thermischen Zerlegung in den Minderungssystemen geht ein weiterer Teil des Gases auch bei der Gasherstellung, dem Handling und der Distribution sowie bei der Reinigung der unvollständig entleerten Zylinder verloren. Schätzungsweise werden auch bei funktionierenden Minderungssystemen 1 bis 2% der F-Gase vor der Nachfüllung der Zylinder freigesetzt. Angaben über die Verlustmengen bei der Produktion, dem Handling und der Distribution unterliegen erheblichen Unsicherheiten. Hersteller von F-Gasen geben an, dass die Verluste bei der Produktion im Bereich von 0,5 bis zu 9% liegen können. Verluste beim Handling und bei der Distribution sollen dagegen unter 0,1% bleiben (Schottler et al. 2008). Unter der Voraussetzung, dass Abatement-Anlagen richtig eingesetzt werden und störungsfrei laufen, belaufen sich die Verluste auf 5-15% der produzierten Gasmengen, was wiederum einer Emissionsrücklaufzeit unter deutschen Einstrahlungsverhältnissen von 5 Monaten bis zu 2 Jahren entspricht (Photon 12/2008). Zur umweltfreundlicheren Gestaltung der Kammerreinigung bei der Herstellung von Dünnschicht PV mittels CVD bietet sich der Einsatz von Fluor an, das als  $F_2$  auch ohne Plasmaverwendung eine hohe Reaktionsaktivität aufweist (de Wild-Scholten et al. 2007). Damit lässt sich der Energieverbrauch um bis zu 60% reduzieren (Linde Nippon Sanso 2009). Außerdem ist Fluor leicht abzubauen und sein GWP gleich null. Die Firma Linde hat einen Fluor-Generator entwickelt, der seit mehreren Jahren bei Kunden aus der Halbleiterbranche im Einsatz und bewährt ist. Wegen seiner hohen Toxizität zögert die Industrie jedoch es einzusetzen (Photon 12/2008). Eine Herstellung vor Ort kann jedoch große Speichervolumina vermeiden, welche bisher das größte Gefahrenpotenzial darstellt.

*Handlungsbedarf:* Um zu vermeiden, dass die Treibhausgasemissionen in der Photovoltaik-Fertigung den Klimaschutzeffekt der Photovoltaik-Nutzung aufheben, muss gesichert werden, dass alle PV-Hersteller Abatement-Systeme einsetzen. Darüber hinaus müssen Abatement-Anlagen für die PV-Industrie optimiert werden. Ferner ist es erforderlich, die Datenlage über die tatsächlichen Einsatz- und Verlustmengen von F-Gasen in der PV-Industrie zu verbessern, indem gemäß IPCC-Anforderung der gesamte Lebenszyklus dieser Gase berücksichtigt wird. Schließlich sind Substitutionsmöglichkeiten mit geringerer Klimarelevanz voranzutreiben.

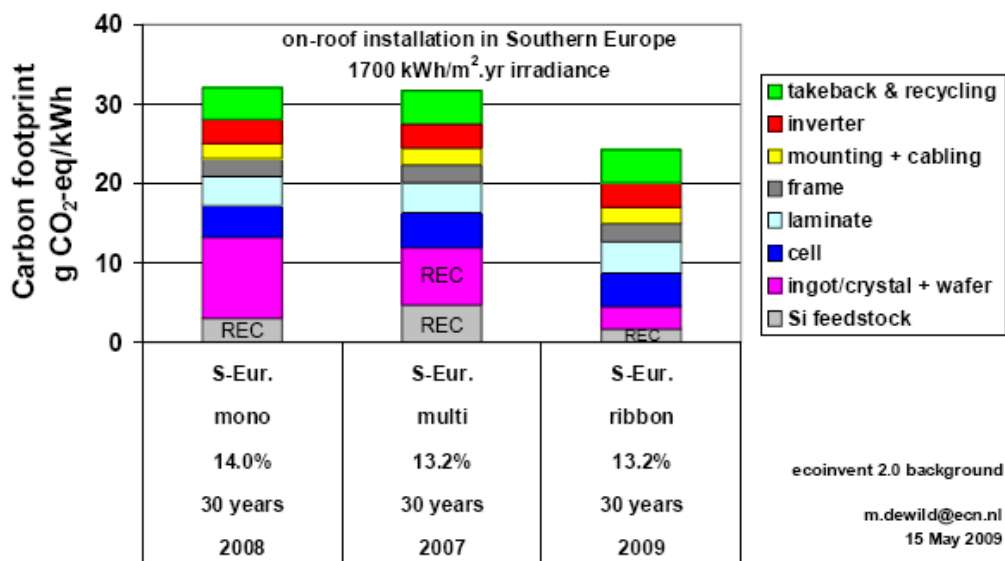
### 3.6 Life Cycle Assessments

Die Photovoltaik ist eine Energiewandlungstechnik, die mit anderen Techniken, wie zum Beispiel der Windenergie, darum konkurriert, den Klimawandel einzudämmen. Insbesondere auch um die positiven Umwelteffekte der Photovoltaik darzustellen, sind zahlreiche Ökobilanzen angefertigt worden. Ein zentrales Ergebnis ist die Energierücklaufzeit. Sie liegt bei kristallinen Silizium-Solarmodulen in Mitteleuropa (angenommene Einstrahlung:  $1000 \text{ kWh/m}^2$ ) aktuell bei unter vier Jahren, in Südeuropa (angenommene Einstrahlung:  $1700 \text{ kWh/m}^2$ ) bei unter zwei Jahren. Hinsichtlich der Treibhausgasemissionen und Schwermetallemissionen lohnt sich die Eingliederung von sc-Si-, mc-Si-, ribbon-Si- und CdTe-Modulen in das europäische oder U.S.-Stromnetz auf jeden

Fall. Bei CdTe-Modulen liegen die Reduktionen bei 89-98 % (Fthenakis et al. 2008). Bei CdTe-Modulen sind selbst die Cadmium-Emissionen 90-300 Mal geringer als bei Kohlekraftwerken und sogar geringer als bei der kristallinen Photovoltaik, weil c-Si deutlich mehr Energie in der Fertigung benötigt.

Der Hauptteil des Ressourcenverbrauchs und viele Emissionen stammen aus dem Stromverbrauch für die Fertigung der Solarzellen und Module. Aufgrund der sich verbessernden Produktion für Solarzellen und Module steigt die relative Bedeutung der übrigen Komponenten wie das Befestigungssystem, Wechselrichter und elektrische Installation (BOS).

Tab. 9: Treibhausgasemissionen von c-Si über den Lebenszyklus



Quelle: de Wild-Scholten 2009

Die Umweltbelastungen von c-Si hängen vorwiegend vom Energieverbrauch in der Fertigung ab. Dominierende Phasen sind die Herstellung von Silizium-Feedstock und die Kristallisation. Deshalb spielen die Dicke der Wafer (und Solarzellen) und die Verluste beim Wafer-Sägen eine Hauptrolle. Vergleicht man Solartechnologien untereinander, zeigen sich deutliche Unterschiede in den Umweltprofilen bei der Herstellung der Module.

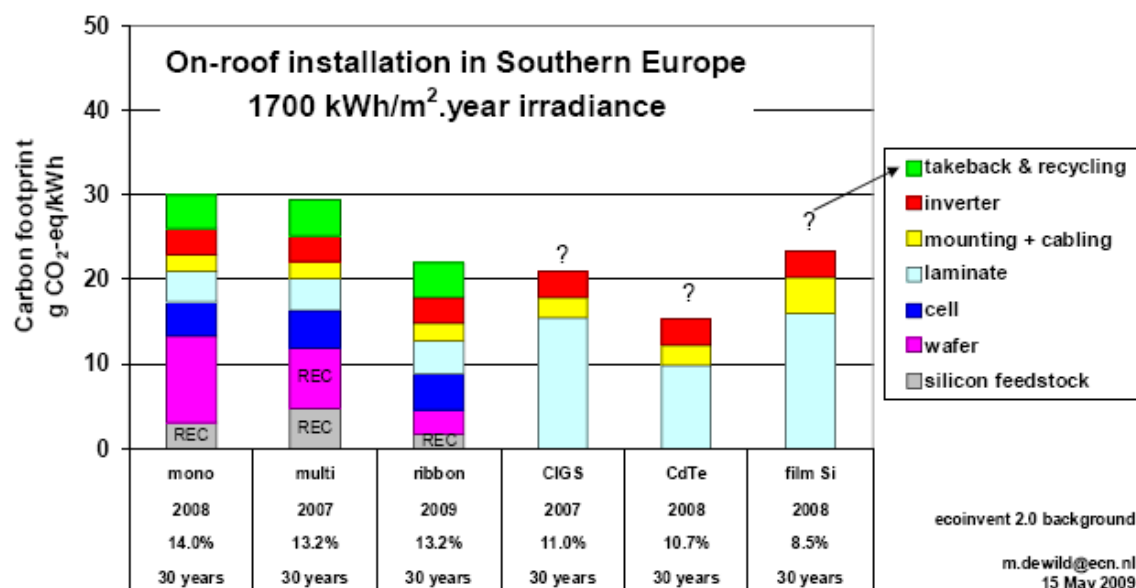
Tab. 10: Umweltauswirkungen von PV-Modulen

	c-Si	p-Si	a-Si	CdTe	CIS	ribbon-Si	Dimension
GWP 100	193	154	74	59	115	125	kg-CO <sub>2</sub> -Equ.
KEA	3.853	3064	1.186	1.052	2.013	2.416	MJ-Equ.
Humantoxizität	80	75	66	79	36	64	kg 1,4-DCB-Equ.
Ozonabbau	0,072	0,070	0,002	0,005	0,006	0,063	g CFC-11-Equ.
Eutrophierung	0,026	0,019	0,001	0,004	0,003	0,016	kg PO <sub>4</sub> -Equ.
Versauerung	0,8	0,6	0,4	0,4	0,4	0,5	kg SO <sub>2</sub> -Equ.
Ressourcenabbau	1,4	1,2	0,5	0,7	1,1	0,9	kg Sb-Equ.

Quelle: ecoinvent v. 2.01, Zur Abschätzung der Umweltauswirkungen wurden die Daten der ecoinvent Datenbank Version 2.01 des Swiss Centre for Life Cycle Inventories benutzt. Die Daten beziehen sich auf die Herstellung von 1 m<sup>2</sup> Photovoltaik Module der Zelltypen.

Folgende Abbildung vergleicht den Carbon Footprint der c-Si-Technologien mit denen der Dünnschichttechnologien.

Abb. 14: Treibhausgasemissionen von c-Si über den Lebenszyklus im Vergleich zu Dünnschichttechnologien



Quelle: de Wild-Scholten 2009

Der Carbon Footprint der Dünnschichttechnologien liegt bei Berücksichtigung von Rücknahme und Recycling in der gleichen Größenordnung wie bei c-Si. Am besten

schneidet diesbezüglich CdTe ab. Bis dato unterbelichtet sind Emissionen von Treibhausgasen in Betrieb und Wartung der Fertigungsanlagen. Zu den betroffenen Gasen gehören CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, SF<sub>6</sub> und NF<sub>3</sub>. Diese Emissionen werden in den gängigen Ökobilanzen nicht berücksichtigt. Diese Lücke füllen teilweise Alsema (2006) sowie Schottler und de Wild-Scholten (2008).

## 4 Rohstoffbedarfe- und Rohstoffverfügbarkeit

### 4.1 Stand der Diskussion

Zu den Schlüsselfaktoren für den Unternehmenserfolg in der Photovoltaik-Branche zählt die sichere und preisgünstige Rohstoffversorgung, da die Materialkosten einen hohen Anteil an den gesamten Fertigungskosten ausmachen.

In den letzten Jahren hat der Ausbau der Photovoltaik bereits unerwartet starke Impulse auf die Rohstoffnachfrage ausgelöst, wobei temporäre Versorgungsengpässe aufgetreten sind. Demgegenüber stehen mögliche strukturelle Versorgungsengpässe, die in der Photovoltaik-Branche zunehmend an Aufmerksamkeit gewinnen.

- Temporäre Versorgungsengpässe können entstehen, wenn die Nachfrage das Angebot zeitweilig übersteigt, weil die Produktionskapazitäten der Nachfrage nicht schnell genug folgen.
- Bei strukturellen Versorgungsengpässen ist das Rohstoffangebot durch geologische Charakteristika beschränkt. Zum Beispiel ist die Ausweitung der Produktionskapazitäten von Kuppelprodukten durch das Ausmaß der Gewinnung von Hauptprodukten beschränkt.

Bei temporären Versorgungsengpässen führt der kurzfristige Nachfrageüberhang zu Angebotsverknappungen, Preisanstiegen und häufig auch zu Rohstoffspekulation. Die Folge sind stark volatile Preise. Bei strukturellen Versorgungsengpässen übersteigt die Nachfrage dauerhaft das Angebot. Strukturelle Versorgungsengpässe können langfristig den Ausbau der Photovoltaik begrenzen. Entscheidend für die Differenzierung zwischen temporären und strukturellen Versorgungsengpässen<sup>8</sup> sind die Kurz- bzw. Langfristigkeit und der Grad der Beeinflussbarkeit.

Temporäre Rohstoffengpässe sind in einer Serie der Fachzeitschrift Photon behandelt und damit ins Visier der Photovoltaikbranche gelangt. Im Fokus standen bisher die Versorgung mit Solarglas (Photon 2-2008)<sup>9</sup>, mit Graphit (Photon 9-2008)<sup>10</sup> und mit me-

---

<sup>8</sup> Diese Trennung ist idealtypisch. Auch temporäre Engpässe können strukturelle Ursachen haben; temporäre Engpässe können sich zu strukturellen Engpässen ausweiten.

<sup>9</sup> Eisenarme Quarzsande für das Floatglas in der c-Si-Technologie sind zu einem knappen und damit teuren Produktionsfaktor avanciert. Heute gehen 1 %, im Jahr 2012 geschätzte 5 % des Floatglases in die Solarindustrie. Über die Eignung von Walzglas, das geringere Reinheitsanforderungen hat, bestehen Informationsdefizite in der abnehmenden Photovoltaik-Branche.

tallurgischen Silizium (Photon 1-2009)<sup>11</sup>. In der Realität können temporäre Versorgungslücken jedoch an unzähligen wechselnden Stellen entstehen, wie z.B. bei den nur von Insidern beachteten Polymerfolien in der Laminatherstellung<sup>12</sup>.

Zu möglichen strukturellen Versorgungsengpässen sind in den letzten Jahren einige wenige Studien und Fachaufsätze entstanden. Die Arbeiten behandeln die Thematik auf drei verschiedene Arten:

1. qualitativ (z.B. Ökopol et al. 2007, Ökoinstitut 2009),
2. Ableitung eines maximalen Technologiebeitrags aus einer verfügbaren Rohstoffmenge (z.B. Andersson 2000, Feltrin und Freundlich 2008) und
3. Identifikation möglicher Versorgungsengpässe durch Nachfrageimpulse und Analyse der Rohstoffverfügbarkeit (z.B. ISI und IZT 2009).

Die strukturell limitierenden Faktoren für den Ausbau der Photovoltaik sind gemäß der vorliegenden Arbeiten vorwiegend seltene (Halb-)Metalle:

---

<sup>10</sup> Rund 15-20 % des ISO-Graphits gehen in die Solarindustrie. Es vergehen rund 3-4 Jahre bis eine Anlage mit 3.600 t Kapazität pro Jahr entsteht.

<sup>11</sup> Nur ca. die Hälfte der bekannten Vorkommen ist aufgrund hoher Erschließungskosten erschlossen.

<sup>12</sup> Einschätzung auf dem Workshop zur Fertigung von Photovoltaik am 3.11.2009.

Tab. 11: Mögliche strukturelle Versorgungengpässe für den Ausbau der Photovoltaik

Technologielinien	Begrenzende Materialien	Forschungsbedarfe
<b>Silizium-PV (c-Si, Poly-Si)</b>	Ag (n-Elektrode)	Partielle und vollständige Substitution des Silbers Minimierung der Silbermenge im Produkt
	In (TCO)	Vermeidung von ITO, z.B. durch ZnO oder ATO
<b>Dünnschicht-PV</b>		
CdTe	Te (Zellmaterial)	Minimierung der Schichtdicke, Erhöhung der Ausbeute, Produktionsabfallrecycling
CIGS	In (Zellmaterial)	Minimierung der Schichtdicke, Erhöhung der Ausbeute, Produktionsabfallrecycling
Farbstoff	In (TCO)	Vermeidung von ITO, z.B. durch ZnO oder ATO
	Sn, Pt (TCO)	Erhöhung der Materialeffizienz
<b>III-V PV (Heteroübergang)</b>		
MJC III-V	Ge (Substrat)	Alternative Substrate
	Ga (GaAs Substrat)	Lift-off, III-V/Si
MJC III-V, lift-off	In (Zellmaterial)	In-free Heteroübergangszellen
	Au (Elektrode)	Alternative Elektroden

Quellen: eigene Darstellung des IZT, basierend auf Andersson 2000, DoE 2005, Feltrin, Freundlich 2008 und Feltrin 2009, Hagelüken 2008, ISI / IZT 2009, Ökoinstitut 2009, Ökopol et al. 2007, Wadia et al. 2009, Wäger 2008; TCO – transparentes leitfähiges Oxid; ITO – Indium-Zinn-Oxid, ATO – Antimon-Zinn-Oxid; MJC – Multi Junction Cells; Zinn und Platin als potenziell begrenzende Faktoren für den Ausbau von Farbstoff-PV sind nur dann limitierend, wenn die Indiumproblematik in TCOs gelindert werden kann (Feltrin 2009).

Als mögliche Versorgungengpässe wurden folgende aus Kosten- und Knappheits-sicht interessante Rohstoffe für c-Si, CdTe und CIGS im Hinblick auf mögliche mittel- bis langfristige Versorgungengpässe untersucht:

1. Metallurgisches Silizium wird vor allem für die kristalline Silizium-Technologie, aber auch für die amorphe Dünnschicht-Photovoltaik benötigt. Für Silizium ist der Anteil der Verwendung für Photovoltaik zwar noch sehr gering, aber es sind bestimmte Qualitäten erforderlich und der Materialkostenanteil ist sehr hoch. Die temporäre Knappheit von metallurgischem Silizium besteht zur Zeit nicht mehr, kann jedoch bei erneuter Nachfrageexplosion wieder aufkommen. Geschätzte 1 % der Produktion an metallurgischem Silizium gingen 2006 in die Photovoltaikindustrie.
2. Silber wird im Elektrodenmaterial des Front- und des Rückkontaktes von kristalliner Photovoltaik verwendet. Auf die Photovoltaik-Branche entfallen zur Zeit rund 3 % der Silber-Verwendung (Fortis / VM Bank 2008).

3. Tellur ist essentieller Bestandteil der Cadmiumtellurid-Halbleiter in der Dünnschicht-Photovoltaik. Rund 30 % der Tellurverwendung entfallen auf die Photovoltaik-Branche (Hagelüken 2009).
4. Indium ist essentieller Bestandteil der Kupferindiumdiselenid-Halbleiter in der Dünnschicht-Photovoltaik. Rund 3 % der Indiumverwendung entfallen auf die Photovoltaik-Branche (Hagelüken 2009).

Die Auswahl und Fokussierung auf diese High-Tech-Metalle erfolgt auch, weil (im Gegensatz zu Massenwerkstoffen) mit High-Tech-Metallen nur wenige Erfahrungen bezüglich eines materialeffizienten Wirtschaftens vorliegen.

## 4.2 Materialeffizientes Wirtschaften mit Rohstoffen – ein neuer Quantifizierungsansatz

In der Regel werden produktspezifische Materialgehalte zu einem fixen Zeitpunkt einfach mit einem Skalierungsfaktor für den volkswirtschaftlichen Ausbau der Photovoltaik hochgerechnet (vgl. u.a. Andersson 2000, DoE 2005, Feltrin / Freundlich 2008, ISI / IZT 2009). Die Annahme, dass die Produktionsverluste gleich 0 sind oder sein werden ist unrealistisch. Auch werden entlastende Faktoren auf das Rohstoffangebot, wie z.B. das Altmodulrecycling, nicht berücksichtigt.

Wir verfolgen im weiteren den Ansatz der Identifikation möglicher Versorgungsgänge durch Nachfrageimpulse und die Analyse der Rohstoffverfügbarkeit. Es ist ein Instrumentarium erforderlich, das den Effekt von Materialeffizienzmaßnahmen in der Fertigung und im Recycling auf den Rohstoffbedarf abbilden kann.

Grundlage für die Hochrechnung von der Mikro- auf die Makroebene ist der jährliche Gesamtausbau der Photovoltaik  $A$  [ $W_p/a$ ], der sich aus der Summe des jährlichen Ausbaus der einzelnen Technologien  $A_i$  zusammensetzt.

$$A = \sum_i A_i \quad \text{Gleichung 4-1}$$

In Studien zum Rohstoffbedarf der Photovoltaik wird meist vereinfacht die spezifische Menge eines Rohstoffs im Produkt der Technologie  $m_{P,i}$  [ $g/W_p$ ] als Multiplikationsfaktor angesetzt. Daraus errechnet sich der gesamte makroökonomische Rohstoffbedarf  $R_N$  [ $g/a$ ] pro Jahr zu:

$$R_P = \sum_i A_i \times m_{P,i} \quad \text{Gleichung 4-2}$$

Diese produktspezifische Betrachtung  $R_P$  ist stark vereinfacht. Bei der prozessspezifischen Brutto-Betrachtung  $R_B$  werden die Prozessverluste berücksichtigt, weshalb nicht der Rohstoffgehalt im Produkt ( $m_{P,i}$ ), sondern der gesamte Rohstoffbedarf des Prozesses ( $m_{R,i}$ ) angesetzt wird:



$$R_B = \sum_i A_i \times m_{R,i} \quad \text{Gleichung 4-3}$$

Die Ausbeute des Fertigungsprozesses  $\gamma_F$  kann wie folgt abgebildet werden:

$$\gamma_F = \frac{m_{P,O}}{m_{R,I}} \quad \text{Gleichung 4-4}$$

Ein besonderer Prozess ist das Recycling. Hier werden die Produktionsabfälle  $m_{A,O}$  und die End-of-Life Abfälle  $m_{P,O}$  zu Inputs eines Recyclingprozesses ( $m_{A,I}$  bzw.  $m_{P,I}$ ), der als neues Prozessprodukt Rezyklat  $m_{R,O}$  hervorbringt<sup>13</sup>. Für die Ausbeute  $\gamma_R$  des Recyclingprozesses gilt somit:

$$\gamma_R = \frac{m_{R,O}}{m_{A,I} + m_{P,I}} \quad \text{Gleichung 4-5}$$

Unter Berücksichtigung der Formeln 4-4 und 4-5 kann die Beziehung 4-3 modifiziert werden in eine Formel  $R_M$ , die Materialeffizienzfortschritte in der Photovoltaik abbilden kann. Die Sekundärrohstoffe aus dem Recycling von Photovoltaik tragen in dieser Materialeffizienz-Betrachtung  $R_M$  dazu bei, dass die Photovoltaik auf Rohstoffe außerhalb ihres Systems nur in vermindertem Umfang angewiesen ist.

$$R_M = \sum_i A_i \times \frac{m_{P,O}}{\gamma_F} - \sum_i A_i \times m_{A,i} \times \alpha_{A,i} \times \gamma_{R,i} - \sum_i \overleftarrow{A}_i \times \overleftarrow{m}_{P,i} \times \beta_{P,i} \times \gamma_{R,i} \quad \text{Gleichung 4-6}$$

Diese Materialeffizienz-Formel für den Rohstoffbedarf  $R_M$  enthält drei Komponenten:

1. Für den prozess-spezifischen Bruttobedarf:  $\sum_i A_i \times \frac{m_{P,O}}{\gamma_F}$
2. Für das Produktionsabfallrecycling:  $\sum_i A_i \times m_{A,i} \times \alpha_{A,i} \times \gamma_{R,i}$   
mit  $\alpha_{A,i}$  für den Anteil des Produktionsabfalls, der dem Recycling zugeführt wird (bezogen auf die aktuelle jährliche Gesamtproduktion)
3. Für das End-of-Life Recycling:  $\sum_i \overleftarrow{A}_i \times \overleftarrow{m}_{P,i} \times \beta_{P,i} \times \gamma_{R,i}$   
mit  $\beta_{P,i}$  für den Anteil des End-of-Life-Abfalls, der dem Recycling zugeführt wird

<sup>13</sup> Die Recyclingprozesse für Produktionsabfälle und Alt-Module können, müssen aber nicht gleich sein. Dies ist analytisch durch eine weitere Indexierung leicht handhabbar.

(bezogen auf die vergangene Gesamtproduktion des Altproduktes  $\overline{A_i}$ ) und mit  $\overline{m_{P,i}}$  für den Rohstoffgehalt des Altproduktes.

Mit dieser Materialeffizienzformel kann der Netto-Rohstoffbedarf des Photovoltaik-Sektors berechnet werden.

Soll der Ausbau der Photovoltaik  $A_i$  maximiert werden, so entlasten folgende Materialeffizienzstrategien die Rohstoffnachfrage des Photovoltaik-Sektors:

#### Hauptstrategien zur Erhöhung der Materialeffizienz

1. Minimierung des Materialbedarfs im Produkt  $m_{P,O}$
2. Maximierung der Fertigungs-Prozessausbeute  $\gamma_F$
3. Maximierung der dem Recycling zugeführten Anteile  $\alpha_{A,i}$  und  $\beta_{P,i}$
4. Maximierung der Recycling-Prozessausbeute  $\gamma_R$

Mit diesem methodischen Rahmen gilt es die Materialeffizienz in der Fertigung und im Recycling von Photovoltaik zu optimieren.

### 4.3 Bedarfe ausgewählter Rohstoffe für die Photovoltaik

Der Rohstoffbedarf für Photovoltaik wurde für das Basisjahr 2006, für 2025 und für 2050 berechnet. Die Annahmen für die einzelnen Variablen der Materialeffizienzformel für den Rohstoffbedarf sind im Anhang dokumentiert. Insgesamt ist die Datenlage unsicher. Die absoluten Ergebnisse der Berechnungen sind deshalb vorsichtig zu interpretieren. Die grundsätzliche Wirkungsweise der Materialeffizienzmaßnahmen im Hinblick auf den Rohstoffbedarf ist jedoch weitgehend robust.

Zu Vergleichszwecken ist in den folgenden Abbildungen der produktspezifische Materialbedarf 2025 bzw. 2050 bei unverändertem Produktgehalt im Vergleich zu 2006 dargestellt. Gleiches gilt für den prozessspezifischen Materialbedarf. Die Materialeffizienzmaßnahmen reduzieren den prozessspezifischen Materialbedarf.

Die Materialeffizienzmaßnahmen sind zu drei Clustern gebündelt worden:

- Fertigung: Verringerung der Materialmenge im Produkt und Erhöhung der Prozessausbeute;
- Produktionsabfallrecycling: Erhöhung der Zuführung zum Recycling und der Prozessausbeuten des Recyclings (Produktionsabfälle und defekte Neumodule);
- Altmodulrecycling: Erhöhung der Zuführung zum Recycling und der Prozessausbeuten des Recyclings (nur Altmodule).

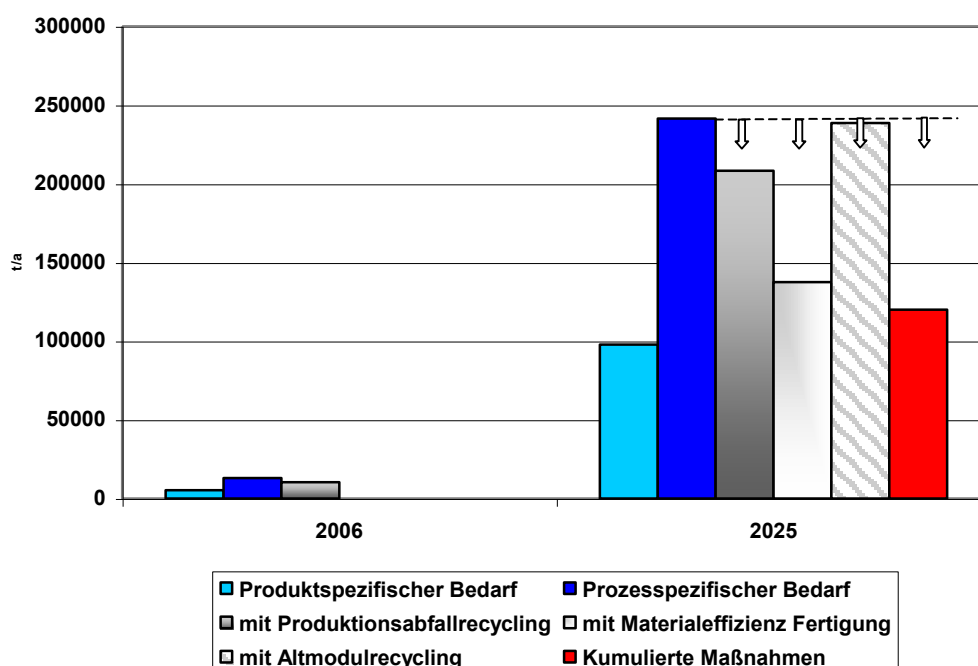
Dabei wurde angenommen, dass die inkrementellen Materialeffizienzmaßnahmen bis 2025 in den ganzen Photovoltaik-Sektor diffundiert sind, und die breakthrough Materialeffizienzmaßnahmen bis 2050. Werden alle inkrementellen oder breakthrough Mate-

rialeffizienzmaßnahmen ausgeführt, so sehen wir den Effekt der kumulierten Maßnahmen. Dieser lässt sich nicht einfach als Summe der Einzelmaßnahmen berechnen, weil die Maßnahmen in ihrer Wirkung nicht voneinander abhängig sind.

#### 4.3.1 Mittelfristiger Rohstoffbedarf für Photovoltaik mit inkrementellen Materialeffizienzfortschritten

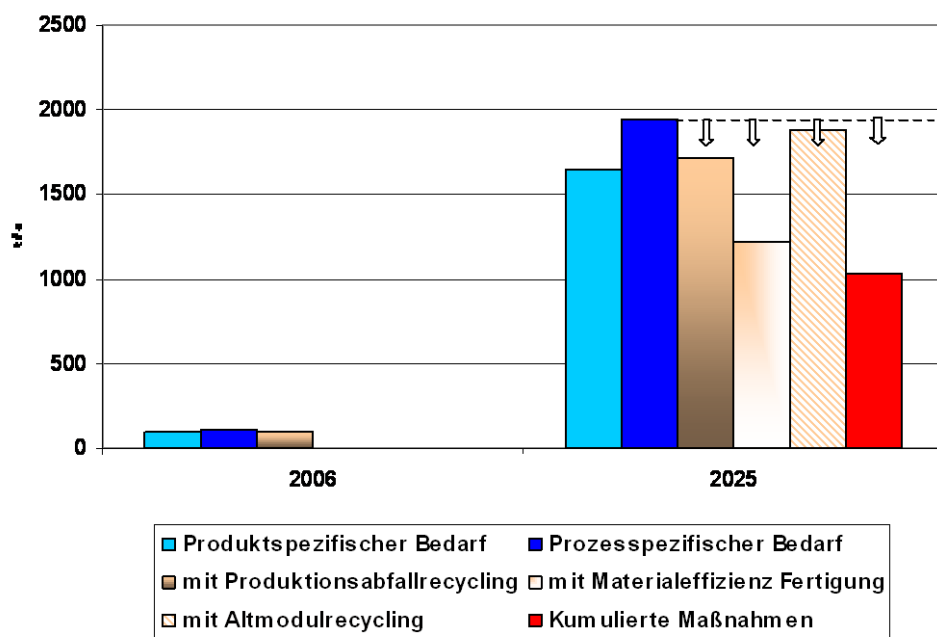
Der mittelfristige Rohstoffbedarf bis 2025 unter Berücksichtigung der inkrementellen Materialeffizienzfortschritte illustriert Abbildung 2. Die Stoffströme an MG-Si liegen im Jahr 2025 in dieser Projektion um über eine Größenordnung über denjenigen von 2006. Im Jahr 2025 liegt auch der prozessspezifische Rohstoffbedarf mit kumulierten Maßnahmen deutlich über dem produktspezifischen Materialbedarf ohne Materialeffizienzmaßnahmen. Die wirkungsvollste Einzelmaßnahme ist die Erhöhung der Materialeffizienz in der Fertigung, aber auch das Produktionsabfallrecycling verheißt eine deutliche Senkung des Netto-Rohstoffbedarfs. Das Altmodulrecycling trägt im Jahr 2025 nur unwesentlich zur Entlastung des Netto-Rohstoffbedarfs des Photovoltaik-Sektors bei.

Abb. 15: MG-Si Bedarf für die c-Si-Technologie 2006 und 2025



Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage s. Anhang

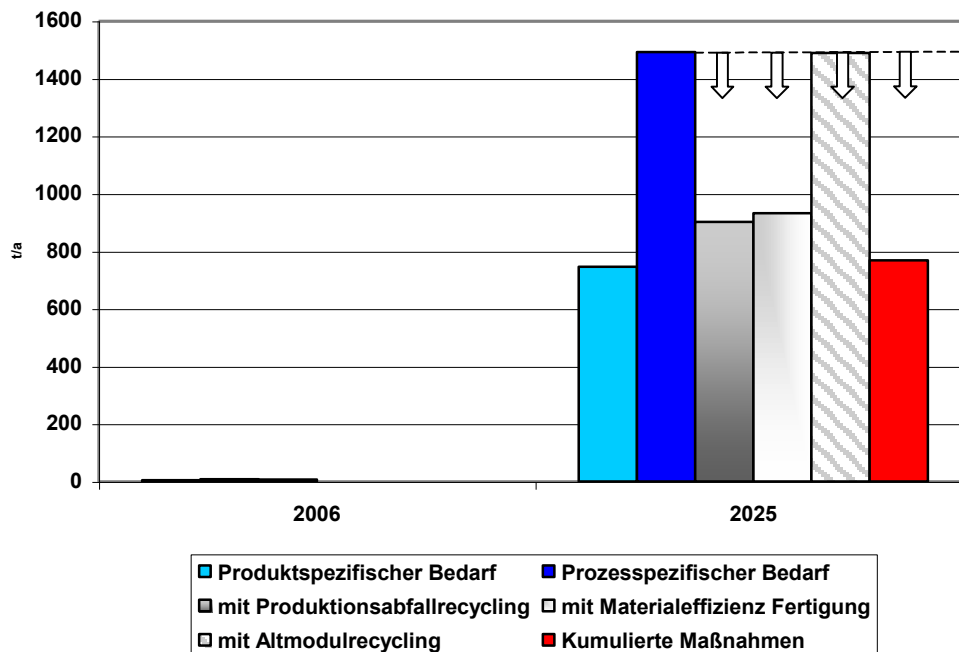
Abb. 16: Silberbedarf für die c-Si-Technologie 2006 und 2025



Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang

Die Stoffströme an Silber für die c-Si-Technologie zeigen ein ähnliches Muster wie die Stoffströme an MG-Si. Der Unterschied zwischen produkt- und prozessspezifischem Rohstoffbedarf ist jedoch bei Silber deutlich geringer als bei MG-Si. Schon mit verbessertem Produktionsabfallrecycling wird fast das Niveau des produkt-spezifischen Rohstoffbedarfs ohne Materialeffizienzmaßnahmen erreicht, durch inkrementelle Materialeffizienz in der Fertigung sogar deutlich unterschritten. Auch hier macht sich das Altmodulrecycling nur schwach bemerkbar. Durch die kumulierten Maßnahmen lässt sich der Silberbedarf 2025 von knapp 2.000 t auf etwas über 1.000 t senken.

Abb. 17: Tellurbedarf für die CdTe-Technologie 2006 und 2025

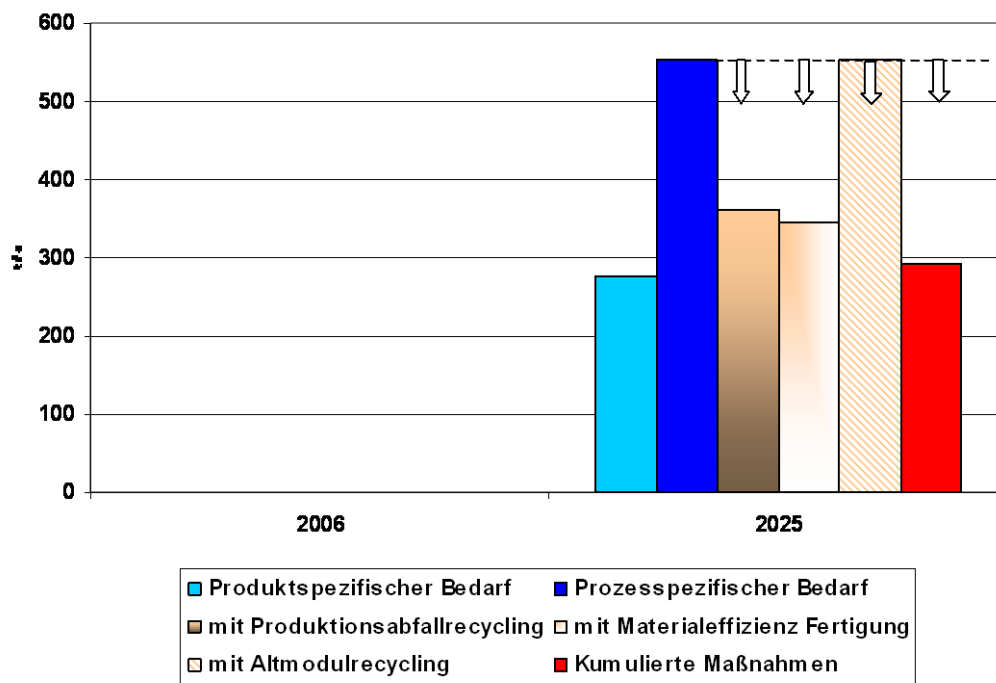


Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang

Im Jahr 2006 gab es nur eine marginale Nachfrage nach Tellur für Dünnschicht-Photovoltaik. Ohne Materialeffizienzmaßnahmen wird alleine die Menge des Tellurs in den 2025 produzierten Modulen 700 bis 800 Tonnen betragen. Durch den Produktionsprozess gehen ohne Materialeffizienzmaßnahmen 2025 sogar rund 1.500 Tonnen Tellur. Sowohl das verstärkte Produktionsabfallrecycling als auch verbesserte Materialeffizienz in der Fertigung sind als Einzelstrategien wirkungsvoll, wohingegen vom Altmodulrecycling keine nennenswerte Entlastung des Netto-Rohstoffbedarfs zu erwarten ist. Durch Ausschöpfen der kumulierten Maßnahmen lässt sich der Netto-Rohstoffbedarf für die Dünnschichtphotovoltaik auf knapp 800 Tonnen stabilisieren.

Im Jahr 2025 zeigt sich für Indium ein ähnliches Bild wie für Tellur. Die absolute Menge der Stoffströme liegt jedoch deutlich darunter. Auch mit kumulierten Materialeffizienzmaßnahmen wird der Indium-Bedarf 2025 bei knapp 300 Tonnen liegen, ohne Maßnahmen bei rund 550 Tonnen.

Abb. 18: Indiumbedarf für die CIGS-Technologie 2006 und 2025

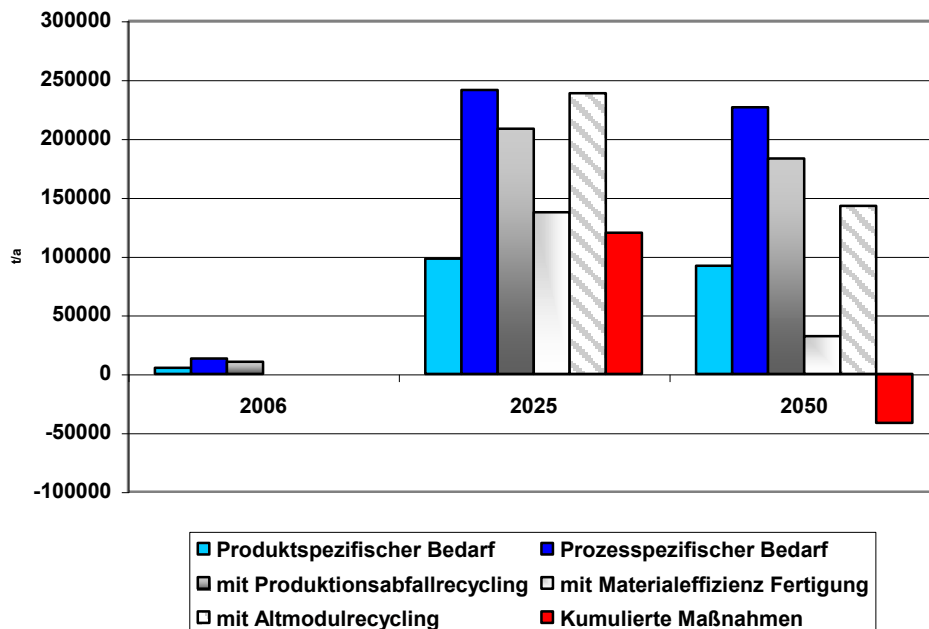


Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang

#### 4.3.2 Langfristiger Rohstoffbedarf für Photovoltaik mit breakthrough Materialeffizienzfortschritten

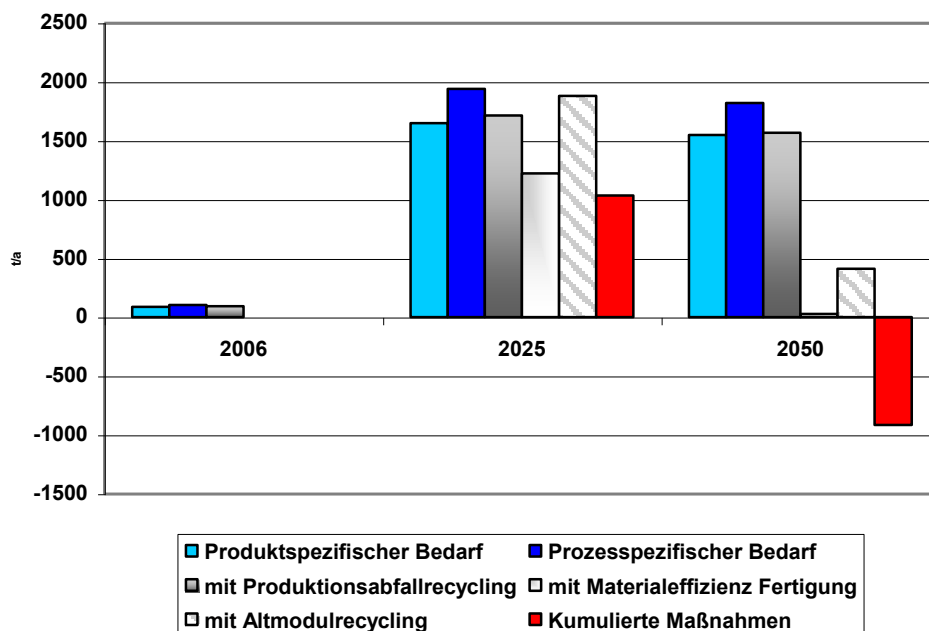
Der langfristige Rohstoffbedarf bis 2050 unter Berücksichtigung der breakthrough Materialeffizienzfortschritte stellt sich wie folgt dar: Der produkt- und prozessspezifische MG-Si Bedarf ohne Materialeffizienzmaßnahmen sinkt 2050 leicht im Vergleich zu 2025. Bei steigendem Gesamtmarkt ist hierfür der sinkende Marktanteil der c-Si-Technologien verantwortlich. Eine drastische Reduzierung des gesamten MG-Si Bedarfs 2050 ist mit Hilfe von Durchbrüchen der Materialeffizienz in der Fertigung möglich, aber auch aus dem Altmodulrecycling kommt eine nennenswerte Entlastung des Netto-Rohstoffbedarfs. Der kumulative Effekt aller breakthrough Materialeffizienzmaßnahmen ergibt 2050 sogar einen negativen Nettobedarf an MG-Si, das heißt durch das Altmodul- und Produktionsabfallrecycling wird mehr MG-Si zurückgewonnen, als für die materialeffiziente Fertigung unter Berücksichtigung des Produktionsabfallrecycling benötigt wird.

Abb. 19: MG-Si Bedarf für die c-Si-Technologie 2006, 2025 und 2050



Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang

Abb. 20: Silberbedarf für die c-Si-Technologie 2006, 2025 und 2050

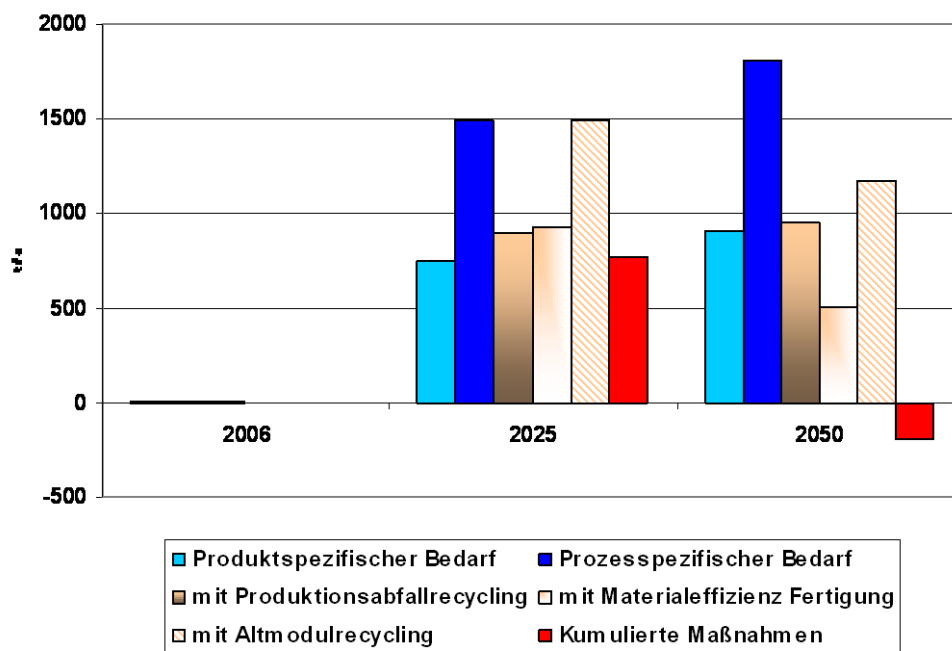


Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang



Bei Silber für die c-Si-Technologie ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei MG-Si. Die Entlastungseffekte 2050 für das Altmodulrecycling und die Materialeffizienz in der Fertigung fallen allerdings noch deutlicher aus, was sich auch in einem substantiellen Netto-Silberrückfluss bei kumulativer Wirkung aller Maßnahmen äußert.

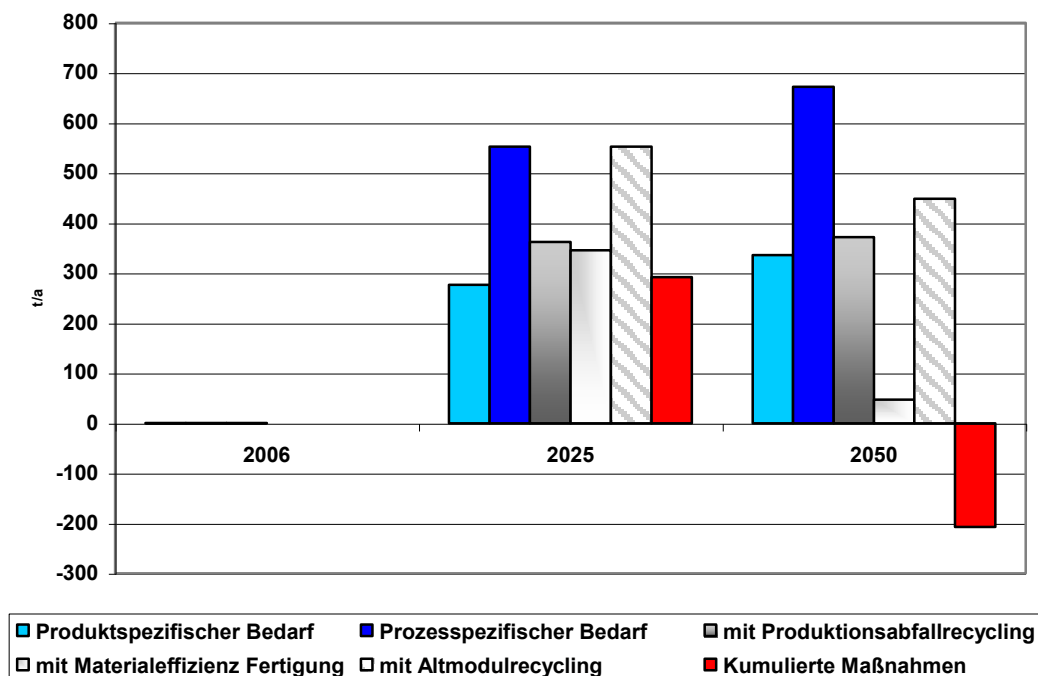
Abb. 21: Tellurbedarf für die CdTe-Technologie 2006, 2025 und 2050



Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang

Die produkt- und prozessspezifischen Tellurbedarfe steigen von 2025 bis 2050 nur moderat. Insbesondere die Materialeffizienz in der Fertigung und in geringerem Umfang auch das Altmodul- und Produktionsabfallrecycling senken den Netto-Tellurbedarf der Photovoltaik-Branche 2050. Angesichts des Marktwachstums der neuen Technologien ist durch Materialeffizienz in der Dünnschicht-Photovoltaik bis 2050 sogar ein Netto-Rückfluss an Tellur möglich.

Abb. 22: Indiumbedarf für die CIGS-Technologie 2006, 2025 und 2050



Quelle: eigene Berechnungen des IZT; Datengrundlage: s. Anhang

Im Jahr 2050 zeigt sich für Indium auch 2025 ein ähnliches Bild wie für Tellur. Der Effekt der Materialeffizienz in der Fertigung ist noch ausgeprägter als beim Tellur, da Indium in CIGS teilweise durch Gallium ersetzt werden kann, was bei CdTe so nicht möglich ist. Auch beim Indium ist langfristig ein Netto-Rückfluss möglich, der auf Durchbrüchen der Materialeffizienz in der Fertigung sowie einem umfassenden Recycling von Altmodulen und Produktionsabfall beruht.

#### 4.4 Verfügbarkeit ausgewählter Rohstoffe für die Photovoltaik

Nachdem die Nachfrageimpulse durch Photovoltaik untersucht wurden, interessiert hier die Verfügbarkeit der nachgefragten Rohstoffe.

##### 4.4.1 Metallurgisches Silizium

Rund 4/5 der Produktion von metallurgischem Silizium entfallen auf Ferrosilizium und 1/5 auf elementares metallurgisches Silizium für die Aluminiumindustrie, die chemische Industrie sowie die Halbleiter- und Photovoltaikbranche (USGS 2009). Die Halbleiter- und die Photovoltaik-Branche verbrauchen nur einen geringen Anteil der weltweiten Produktion von metallurgischem Silizium.

Tab. 12: Weltweite Raffinerieproduktion und Preisentwicklung von metallurgischem Silizium

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Globale Raffinerieproduktion in t Silizium-Metall	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Preis in US \$-Cent/Pfund Silizium-Metall	61,3	81,9	76,2	79,3	113	119

NA: nicht verfügbar. Werte für 2008 sind Schätzungen

Quellen: USGS 2009, USGS 2008, USGS 2007

Waren die Preise für metallurgisches Silizium bis 2006 weitgehend stabil, so hat insbesondere auch der Nachfrageboom durch Photovoltaik in den Jahren 2007 und 2008 zu einem erheblichen Preisanstieg von metallurgischem Silizium beigetragen. Mit Ausweitung der Produktionskapazitäten und aufgrund der gebremsten Nachfrageentwicklung infolge der weltweiten Finanzkrise haben sich die Preise für metallurgisches Silizium inzwischen erholt. Von USGS liegen keine systematischen Daten zur Entwicklung der Siliziummetall-Produktion vor. Wir schätzen die Produktionsmenge an metallurgischem Silizium für 2006 auf rund 1 Million Tonnen, wovon weniger als 100.000 Tonnen auf die Solar- und die Halbleiterindustrie entfielen<sup>14</sup>.

Weltweite Ressourcen für metallurgisches Silizium, Silizium in natürlicher Form z.B. in Quarzit, sind im Überfluss vorhanden. Für metallurgisches Silizium ist jedoch hochreiner Quarz erforderlich. Hochreiner Quarz wird in wenigen spezialisierten Minen abgebaut. Von weltweit 50-100 Vorkommen für hochreinen Quarz werden rund 30-40 genutzt (SME 2006). Es bestehen große Unsicherheiten über die Anzahl und Qualität der Vorkommen, u.a. weil die Laboranalysen sehr aufwändig sind und die Nachfolgestaaten der UdSSR eine restriktive Informationspolitik betreiben (Elsner 2009, Hahndorf 2009, Hesse 2009).

Aus der Analyse der Formel für Materialeffizienz sind folgende Rohstoffbedarfe geschätzt worden:

<sup>14</sup> Photon (1-2009) schätzt die 2007 produzierte Menge an Polysilizium (metallurgisches Silizium mit einem Reinheitsgrad von 98 %) für 2007 auf rund 50.000 Tonnen und für 2008 bereits auf rund 71.000 Tonnen. Um eine Tonne hochreines Polysilizium herzustellen braucht man rund 1,3-1,6 Tonnen metallurgisches Silizium, ineffiziente Anlagen gar bis zu 6 Tonnen.

Tab. 13: MG-Si Bedarf für die c-Si-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006

	2006		2025		2050	
	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006
produktspezifisch	5.300	0,5	98.000	9,8	92.000	9,2
prozessspezifisch	13.000	1,3	240.000	24,0	230.000	23,0
mit Produktionsabfallrecycling	10.000	1,0	210.000	21,0	180.000	18,0
mit Materialeffizienz in der Fertigung	-	-	140.000	14,0	32.000	3,2
mit Altmodulrecycling	-	-	240.000	24,0	140.000	14,0
mit kumulativen Materialeffizienzmaßnahmen	-	-	120.000	12,0	-41.000	-4,1

geschätzte Produktion in 2006: 1 Mio. t MG-Si

Quelle: eigene Berechnungen des IZT

Die heutige c-Si-Technologieherstellung verbraucht rund 1 % des weltweit produzierten MG-Si. Bis 2025 wird dieser Wert auf 12 bis 24 % der Weltproduktion von 2006 ansteigen, je nachdem, in welchem Ausmaß Materialeffizienz bis dahin stattfinden wird. 2050 kann eine konsequente Umsetzung von Materialeffizienz in der Fertigung den Nachfrageimpuls nach MG-Si auf das 3,2-fache der Weltproduktion begrenzen. Mit den kumulierten breakthrough Materialeffizienzmaßnahmen kann der Photovoltaik-Sektor 2050 zum Netto-Rohstoffproduzenten werden: Mit Hilfe eines Produktionsabfall- und Altmodulrecyclings wird das 4,1-fache der Weltproduktion 2006 wieder gewonnen. Die Photovoltaik-Branche wird mittelfristig zu einem bedeutenden Nachfrager nach MG-Si, kann aber langfristig bei hoher Materialeffizienz wieder ein unbedeutender Nachfragesektor werden.

#### 4.4.2 Silber

Silber wird überwiegend als Kuppelprodukt aus der Verarbeitung und Verhüttung von Kupfer- und Blei/Zink-Erzen gewonnen. Die restlichen Anteile der Silberproduktion stammen aus der Aufbereitung von Gold-Erzen mit stark variierenden Silberanteilen.

Tab. 14: Weltweite Minenproduktion von Silber (Silberinhalt der Erze) und Preisentwicklung von Silber (Metall)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Globale Minenproduktion in t Silberinhalt der Erze	18.800	19.900	20.600	20.200	20.800	20.900
Preis in US \$/troy ounce Silber-Metall	4,91	6,69	7,34	11,61	13,38	15,85

1 troy ounce entspricht 31,103 g. Werte für 2008 sind Schätzungen

Quellen: USGS 2009, USGS 2008; USGS 2007

Die Nachfrage nach Silber ist in den letzten Jahren deutlich stärker als das Angebot gestiegen, was sich in einer starken Preiserhöhung ausgedrückt hat. Silber wird auch über einen sogenannten Exchange Traded Fund (ETF) gehandelt und unterliegt der Spekulation<sup>15</sup>.

Die statischen Reserven- und Ressourcenreichweiten von Silber sind kurz, die Förderländer und Reserven jedoch breit gestreut.

Tabelle 1: Versorgungssituation bei Silber

Reserven:	270.000 t
Ressourcen:	570.000 t
Statische Reservenreichweite:	13 Jahre
Statische Ressourcenreichweite:	28 Jahre
Wichtige Förderländer:	Peru (17 %), Mexico, China, Australien, Chile, Polen, USA, Kanada (5 %)
Länderkonzentration der Reserven:	Herfindahlindex 0,14

Basisjahr 2006

Quelle: USGS 2008 und eigene Berechnungen

Mittel- bis langfristig wird Silber in einer Reihe von Zukunftstechnologien, wie z.B. RFID und biozides Nanosilber, einen starken Nachfrageschub erhalten. Allerdings öffnen sich durch den Rückgang der analogen Photographie auch neue Spielräume für die Silberverwendung (ISI / IZT 2009). Da Silber vorwiegend als Kuppelprodukt anderer Metallgewinnungsverfahren gewonnen wird, ist die Preiselastizität der Nachfrage nach Silber hoch.

Aus der Analyse der Formel für Materialeffizienz sind folgende Rohstoffbedarfe geschätzt worden:

<sup>15</sup> Der ETF Lagerbestand betrug am Ende des Jahres 2006 ungefähr 3.700 t (USGS 2007).

Tab. 15: Silberbedarf für die c-Si-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006

	2006		2025		2050	
	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006
produktspezifisch	89	0,44	1.650	8,2	1.550	7,7
prozessspezifisch	104	0,52	1.940	9,6	1.820	9,0
mit Produktionsabfallrecycling	94	0,47	1.700	8,5	1.570	7,8
mit Materialeffizienz in der Fertigung	-	-	1.220	6,1	27	0,13
mit Altmodulrecycling	-	-	1.880	9,3	410	2,0
mit kumulativen Materialeffizienzmaßnahmen	-	-	1.030	5,1	-910	-4,5

Produktion in 2006: 20.200 t Ag Silberinhalt der Erze

Quelle: eigene Berechnungen des IZT

Die heutige c-Si-Herstellung verbraucht rund 0,5 % der heutigen Silberproduktion<sup>16</sup>. Bis 2025 wird die Photovoltaikbranche rund 5-10 % der Silberproduktion im Jahr 2006 benötigen, je nachdem in welchem Umfang Materialeffizienzmaßnahmen umgesetzt werden. 2050 kann dieser Anteil drastisch sinken, wenn es gelingt breakthrough Verbesserungen der Materialeffizienz in der Fertigung und beim Altmodulrecycling zu erzielen. Bei konsequenter Umsetzung der kumulierten Maßnahmen bis 2050 kann der Photovoltaik-Sektor zu einer Netto-Silberquelle werden, die 4,5 % der Weltproduktion an Silber 2006 in den Wirtschaftskreislauf zurückspeist.

#### 4.4.3 Tellur

Mehr als 90 % der Tellurproduktion stammt aus den Anodenschlämmen der elektrolytischen Kupferproduktion. Die restlichen Anteile werden aus dem Abschaum von Bleiraffinerien sowie aus Rauchgasrückständen der Verhüttung von Wismut-, Kupfer- und Bleierzen gewonnen.

<sup>16</sup> Im Top-Down Ansatz nach Fortis / VM Bank 2008 sind es 3,1 % (vgl. Anhang)

Tab. 16: Weltweite Raffinerieproduktion und Preisentwicklung von Tellur (Metall)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Globale Raffinerieproduktion in t Tellur-Metall	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Preis in US \$/kg Tellur-Metall	10	13	96	89	82	215

99.5 % minimum content; NA: nicht verfügbar. Werte für 2008 sind Schätzungen

Quellen: USGS 2009, USGS 2008, USGS 2007

Belastbare Daten zur globalen Produktion an Tellur liegen nicht vor, sie wird aber auf rund 450-475 t pro Jahr geschätzt (Hagelüken 2009). Die Preise für Tellur sind zwischen 2003 und 2008 um mehr als einen Faktor 20 gestiegen, was eine hohe Preiselastizität der Nachfrage signalisiert.

Die Schätzungen der Tellurressourcen von USGS (2009) beruhen auf den Schätzungen der Kupferressourcen. Die Reserven betragen 22.000 t, die Reservebasis 48.000 t unter der Annahme, dass weniger als die Hälfte des in den Anodenschlämmen vorhandenen Tellurs wiedergewonnen wird. Eine verlässliche Angabe der länderspezifischen Produktionsmengen und Reserven an Tellur ist derzeit nicht möglich<sup>17</sup>.

Aus der Analyse der Formel für Materialeffizienz sind folgende Rohstoffbedarfe geschätzt worden:

Tab. 17: Tellurbedarf für die CdTe-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006

	2006		2025		2050	
	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006
produktspezifisch	3,9	0,9	746	165	907	202
prozessspezifisch	7,8	1,7	1490	331	1.814	403
mit Produktionsabfallrecycling	6,3	1,4	902	200	948	211
mit Materialeffizienz in der Fertigung	-	-	932	207	503	112
mit Altmodulrecycling	-	-	1490	331	1180	261
mit kumulativen Materialeffizienzmaßnahmen	-	-	768	171	-194	-43

geschätzte Produktion in 2006: 450 t Tellur

Quelle: eigene Berechnungen des IZT

<sup>17</sup> Zu den wichtigen Ländern der Produktion und Reserven gehört u.a. Peru.



Noch im Jahr 2006 verbrauchte die Photovoltaik-Branche nicht mehr als geschätzte 2 % der Tellurweltproduktion. Dies hat sich schon bis 2009 sprunghaft gewandelt: nach Hagelüken (2009) entfallen aktuell bereits rund 30 % der Tellurverwendung auf CdTe-Solarzellen. Im berechneten Szenario benötigt die Photovoltaik-Branche 2025 das 1,7 bis 3,3-fache der heutigen Weltproduktion, je nachdem in welchem Maße Materialeffizienz umgesetzt wird. Diese Spanne verbreitert sich noch bis 2050: Der prozessspezifische Materialbedarf steigt ohne Materialeffizienzmaßnahmen auf das 4-fache der Weltproduktion von 2006, mit Materialeffizienzmaßnahmen kann die Photovoltaik-Branche 2050 zu einem Netto-Tellurlieferanten werden.

#### 4.4.4 Indium

Indium wird gewöhnlich aus Zinksulfiderzen über die Zinkraffination gewonnen. Der Indium-Gehalt in Zinkerzen liegt typischerweise zwischen 1 und 100 ppm. Obwohl Indium auch in anderen Metallerzen wie Kupfer-, Blei- und Zinnerzen vorkommt, ist die Indium-Gewinnung aus diesen Quellen im Vergleich zum Zink-basierten Versorgungspfad nicht wirtschaftlich.

Tab. 18: Weltweite Raffinerieproduktion und Preisentwicklung von Indium (Metall)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Globale Raffinerieproduktion in t Indium-Metall	370	405	500	580	563	568
Preis in US \$/kg Indium-Metall	170	643	946	918	795	685

Indium Corporation's price for 99.97 % purity metal; 1-kilogram bar in lots of 10,000 troy ounces. Werte für 2008 sind Schätzungen.

Quellen: USGS 2009, USGS 2008, USGS 2007

Die Angaben zu den Indiumreserven basieren meist auf dem Indiumgehalt von Zinkerzen. Insgesamt sind die Angaben zu Indiumreserven sehr unsicher.

Tab. 19: Versorgungssituation bei Indium

Reserven:	2.800 t (2007: 11.000 t)
Ressourcen:	k. A.
Statische Reservenreichweite:	5 Jahre (2007: 19 Jahre)
Statische Ressourcenreichweite:	k. A.
Wichtige Förderländer:	China, Rep. Korea, Kanada und Japan (zusammen 85 %)
Länderkonzentration der Reserven:	Herfindahlindex 0,59

Bezugsjahr 2006

Quellen: USGS 2008, USGS 2007 und eigene Berechnungen

Die statische Reichweite der Reserven von Indium lag 2006 bei nur fünf Jahren; 2007 erholte sie sich auf knapp 19 Jahre. Insgesamt unterliegen die Angaben über Reserven und Reservebasen von Indium starken zeitlichen Schwankungen. Diese Schwankungen ergeben sich u.a. aus der Neubewertung bislang nicht quantifizierter Reserven/Reservebasen, der Erschließung neuer Vorkommen und aus der erheblichen Preisvolatilität von Indium. Produktionsländer und Reserven von Indium sind stark konzentriert (ISI / IZT 2009).

Aus der Analyse der Formel für Materialeffizienz sind folgende Rohstoffbedarfe geschätzt worden:

Tab. 20: Indiumbedarf für die CIGS-Technologie in Relation zur Weltproduktion 2006

	2006		2025		2050	
	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006	Tonnen	% Produktion 2006
produktspezifisch	0,11	0,019	276	48	336	58
prozessspezifisch	0,22	0,037	553	95	672	116
mit Produktionsabfallrecycling	0,19	0,032	362	62	371	64
mit Materialeffizienz in der Fertigung	-	-	346	60	46,8	8,1
mit Altmodulrecycling	-	-	553	95	448	77
mit kumulativen Materialeffizienzmaßnahmen	-	-	292	50	-207	-36

geschätzte Produktion in 2006: 580 t Indium-Metall

Quelle: eigene Berechnungen des IZT

Der Anteil der Photovoltaik am Indium-Verbrauch war 2006 noch marginal. Schon 2009 lag er bei geschätzten 3 %. Bis 2025 wird die Photovoltaikbranche 50 % bis knapp 100 % der heutigen Indiumproduktion benötigen (ohne Indium für ITO), je nachdem in welchem Maße materialeffizient gewirtschaftet wird. Wie beim Tellur steigt der Anteil bis 2050 ohne Materialeffizienz weiter und mit weitreichender Umsetzung der Materialeffizienz kann die Photovoltaik-Branche zum Netto-Lieferanten von Indium werden.

#### 4.5 Fazit

Die Berechnungen wurden unter weit reichenden Annahmen durchgeführt (siehe Anhang). Insbesondere zukünftiger Marktumfang und Marktanteil der einzelnen Technologien ist sehr unsicher und umstritten. Der zukünftige Marktanteil der CdTe- und der CIGS-Technologie kann leicht um 50 % über- oder unterschätzt sein. Der Gesamt-

markt für Photovoltaik variiert 2025 in den seriösen Studien bereits um +/- 100 %. Darüber hinaus fehlt es an transparenten und nachvollziehbaren Aufstellungen der spezifischen heutigen Materialbedarfe, sowie der mittel- und langfristig erschließbaren Potenziale. Auch in den vertiefenden Untersuchungen der Roadmap in den Bereichen Fertigung und Recycling konnten diese Informationslücken nur in geringem Umfang geschlossen werden (Caporal 2009, Marwede 2009).

Dennoch lassen sich aus diesem Abschnitt wichtige Kernaussagen für die Materialeffizienz ableiten:

- Unabhängig davon, welche der Technologien sich mittel- bis langfristig am Markt durchsetzen wird, kann es zu Versorgungsengpässen kommen, die sich in Liefer-schwierigkeiten und/oder hohen Preisen äußern.
- Ob hochreiner Quarz für die Herstellung von metallurgischem Silizium absolut knapp ist, kann derzeit nicht seriös beurteilt werden, da die Vorkommen an hochreinem Quarz nicht systematisch erhoben sind. Es kann allerdings immer wieder zu temporären Rohstoffengpässen kommen, wenn das Angebot mit der dynamischen Nachfrageentwicklung nicht Schritt hält. Hierfür ist nicht nur die Photovoltaik-Branche, sondern in erster Linie die Halbleiterbranche ausschlaggebend. Dessen ungeachtet ist aufgrund des hohen Materialkostenanteils des Siliziums in der kristallinen Photovoltaik daran zu arbeiten, die Materialeffizienz des Wirtschaftens mit Silizium zu erhöhen.
- Die große Diskrepanz des Silberbedarfs zwischen Bottom-Up und Top-Down Ansatz bedarf weiterer Klärung. Um Silber konkurrieren zahlreiche Zukunftstechnologien. Die Preistendenzen bei Silber liefern einen starken Anreiz zum materialeffizienteren Wirtschaften mit Silber in der Photovoltaikbranche. Das Angebot an Silber lässt sich nicht ohne weiteres kurzfristig ausweiten, da Silber meist als Kuppelprodukt weniger dynamisch nachgefragter Hauptprodukte gewonnen wird.
- Bei Tellur für CdTe- und Indium für CIGS-Solarzellen ist mit einem Nachfrageschub zu rechnen, der mittelfristig die heutige Produktion übersteigt. Aufgrund der relativ geringen Materialmengen im Produkt bestehen nur bei hohen Preisen für Tellur und Indium Anreize zum materialeffizienten Wirtschaften. Potenziale zur Ausweitung des Angebots liegen in der verstärkten Ausbeutung der Nebenströme der Verhüttung von Kupfer und Zink, sowie der nachträglichen Abraumaufbereitung.

Querliegend zu den rohstoffbezogenen Betrachtungen lässt sich hinsichtlich der Materialeffizienzstrategien festhalten:

- Kurz- und mittelfristig sind vor allem die Maßnahmen Produktionsabfallrecycling und Materialeffizienz in der Fertigung (Ausbeuteerhöhung, Minimierung der Rohstoffmenge im Produkt) wirksam. Dennoch müssen schon heute die Voraussetzungen für das Altmodulrecycling geschaffen werden, da die Abfallströme mit hoher Latenz anfallen (Design for Recycling).

- Langfristig ist auch das Altmodulrecycling zur Rohstoffrückgewinnung wirksam (Urban Mining). Mit verstärkter Umsetzung von Materialeffizienz in der Fertigung sinken die absoluten Beiträge des Produktionsabfallrecyclings und des Altmodulrecyclings.
- Gelingen die breakthrough Fortschritte in der Materialeffizienz bereits bis 2025 und nicht erst wie modelliert bis 2050, so tritt vorzeitig eine deutliche Verringerung des Rohstoffbedarfs ein. Durch den geringeren Produktgehalt im Vergleich zu den inkrementellen Maßnahmen 2025 sinken allerdings 2050 die absoluten Rohstoffeinsparungen durch das Altmodulrecycling.

Das materialeffiziente Wirtschaften mit High-Tech-Metallen ist weitgehend Neuland. Ungeachtet aller Daten- und Zukunftsunsicherheiten zeigt der neue methodische Ansatz zur Quantifizierung der Effekte von Materialeffizienzmaßnahmen auf den Rohstoffbedarf deutlich die Potenziale und Wirkungsweisen der einzelnen Materialeffizienzmaßnahmen.

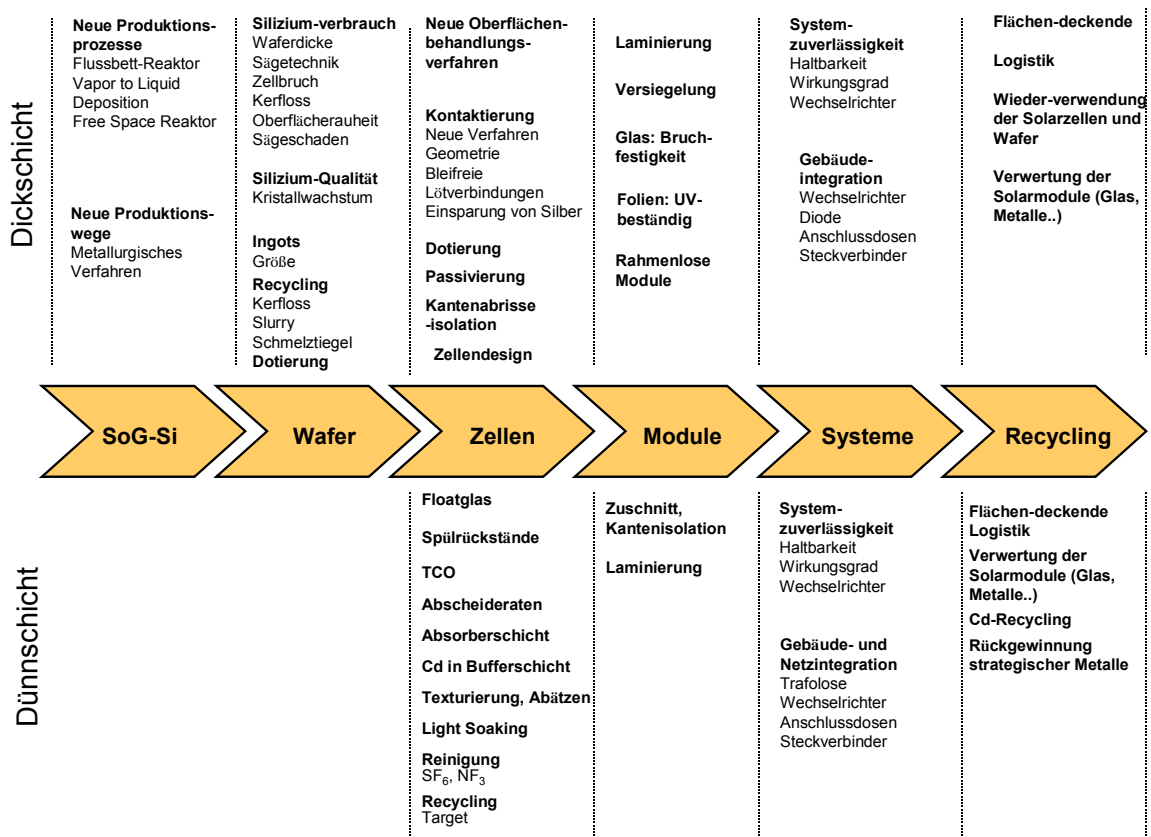
## **5 Maßnahmen für Materialeffizienz und Ressourcenschonung**

### **5.1 Potenziale entlang der Wertschöpfungskette**

In den letzten Jahren sind im Zuge der dynamischen Marktentwicklung der Photovoltaik deutliche Materialeffizienzfortschritte erzielt worden. Es bestehen jedoch weiterhin erhebliche Materialeffizienzpotenziale, die es kurz-, mittel- und langfristig zu erschließen gilt.

Potenziale existieren entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von der Feedstockgewinnung über die Zell- und Modulherstellung bis zur Installation und zum Recycling.

Abb. 23: Potenziale für Materialeffizienz und Ressourcenschonung



Quelle: eigene Darstellung

### Solar-Grade-Silizium (SoG-Si)

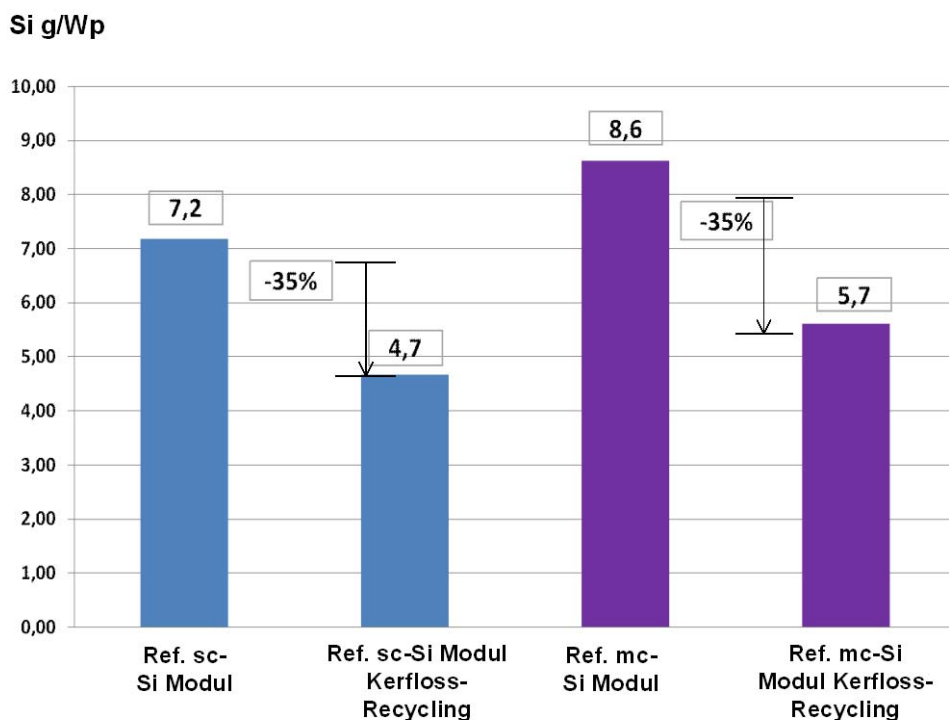
Auf die Herstellung von Solar-Grade-Silizium (SoG-Si) entfällt über die Hälfte des Prozessenergiebedarfs in der Wertschöpfungskette der c-Si-Photovoltaik. Dieser Anteil lässt sich erheblich verringern, wenn anstelle des energieintensiven Siemensverfahrens, das ursprünglich für der Halbleiterindustrie zur Gewinnung von hochreinem Silizium entwickelt wurde, durch alternative Techniken ersetzt wird. Vielversprechend sind insbesondere Flussbett-Reaktoren, Free Space Reaktoren und Vapor to Liquid Deposition (VLD). Alsema und de Wild-Scholten (2008) schätzen, dass der Stromverbrauch bei der Herstellung von Solarsilizium durch Flussbett-Reaktoren anstelle der dominierenden Siemensverfahren um rund 70% von 110 kWh auf 30 kWh pro Kilogramm Solarsilizium reduziert werden könnte. Noch weiter senken ließe sich der Energiebedarf bei der Produktion durch ein physikochemisches Verfahren, das neben dem Stromverbrauch auch den Wärmebedarf senkt. Im Gegensatz zum Siemens- und FBR-Verfahren verzichtet das metallurgische Verfahren auf die Gasdestillation, indem mg-Si direkt gereinigt wird. Die Einsparung des Strom- und Wärmeverbrauchs für die Her-

stellung von UMG-Si aus mg-Si im Vergleich mit dem Siemens-Verfahren liegt bei 86% bzw. 24%. Diese Einsparungen entsprechen einer Reduktion des Stromverbrauchs der gesamten Wertschöpfungskette von 45% und des Wärmeverbrauchs von 23%. Ein zusätzlicher Vorteil könnte der wesentlich schnellere Ausbau von Produktionskapazitäten sein. Bei Nutzung des VLD Verfahrens könnte der Durchsatz um einen Faktor 10 erhöht werden. Dieser Prozess ist dem Siemens Prozess ähnlich, jedoch mit dem Unterschied, dass der rohrförmige Reaktor (Tube reactor) mit induktiver Heizung Silizium in flüssiger Form abscheidet.

## Wafer

Die größten Materialverluste in der gesamten c-Si-Wertschöpfungskette fallen bei der Wafer-Herstellung an. Ca. 50% des Siliziums geht durch den Sägeprozess, bezogen auf diesen Prozessschritt, verloren. Darüber hinaus ist die Materialqualität des Ingots von Bedeutung für die Materialverluste (Cut-Offs der verunreinigten Ingot Randbereiche) und für den Wirkungsgrad der Zelle.

Abb. 24: Reduktionspotenzial des Si Materialverbrauchs durch Kerfloss-Recycling



Quelle: eigene Berechnung

Ansätze zur Reduzierung der Verluste sind neue Sägetechniken, dünnere Wafer, Reduzierung des Kerf Loss und des Zellbruchs, bessere Oberflächenbehandlung und

Reduzierung der Sägeschaden. Außerdem kann das Recycling in der Produktion den Materialverbrauch reduzieren. Für eine bessere Si-Materialqualität können optimierte und neue Kristallwachstumsverfahren angesetzt sowie die Größe des Ingots optimiert werden. Die Dotierung zur Erzeugung des pn-Übergangs ist entscheidend für die Leistung der Zelle aber auch für den Degradationseffekt. Eine Möglichkeit der Optimierung liegt in der Verwendung neuer Dotierungsstoffe. Fast alle diese Ansätze werden bereits verfolgt. Dennoch sind auf allen Stufen noch Optimierungen möglich, vor allem bei der Verringerung der Sägeverluste und der Verwertung des Produktionsabfalls.

### Zellen

Bei der Herstellung der Solarzellen aus Wafern lassen sich effizientere Oberflächenbehandlungsverfahren einsetzen, die sich materialsparend auswirken. Kantenabriss- und -isolation können optimiert werden. Neue präzisere und automatisierbare Verfahren, wie z.B. Laserverfahren sind hierfür mögliche Ansätze. Das Potenzial für eine Wirkungsgradsteigerung bei der Zellenherstellung liegt bei 5% (absolut), welches wiederum eine Reduzierung des Si-Materialverbrauchs und folglich des Energieverbrauchs pro  $W_p$  um ca. 30% bedeutet. Ansätze hierfür sind die Reduzierung des Verschattungseffekts der Kontaktierung durch neue Kontaktierungs-Designs und -Verfahren und verbesserte Dotierung und Passivierung. Bei der Dünnschichttechnologie ließe sich durch dünneres PV-Glas anstelle des Floatglases Material einsparen. Neue Vorbehandlungsverfahren benötigen weniger Wasser. Außerdem könnte die Reinheit des Substrats erhöht und dadurch der Wirkungsgrad der Zelle verbessert werden. Durch optimierte Gasflüsse oder Sputtering-Targets kann die Ausbeute von 50 auf 80% erhöht werden. Es bestehen darüber hinaus Potenziale zur Reduzierung des Verbrauchs von kritischen Metallen durch neue Designs, die es ermöglichen, die Dicke der Absorberschicht zu reduzieren. Eine weitere Möglichkeit den Verbrauch kritischer Metalle zu reduzieren, stellt unter anderem die Verwendung von Indium-freien TCOs dar. Neue präzisere Texturierung bzw. Abätz-Verfahren und die Reduzierung des lichtinduzierten Degradationseffekts (Light Soaking) bei a-Si und a-Si/ $\mu$ -Si durch neue Passivierungs-Stoffe und –Verfahren können den Zellenwirkungsgrad erhöhen. Es gibt auch Ansätze zur Reduzierung der Toxizität, sowie des Treibhauspotentials durch in der Fertigung eingesetzte Gase und Materialien. Cadmium könnte durch neue Materialien komplett aus der Pufferschicht substituiert werden. Treibhausgasemissionen, die bei der Reinigung der Kammer mit F-Gasen wie  $SF_6$  oder  $NF_3$  erfolgen, können durch Abatement-Systeme und Ersatzstoffe (z.B. Fluor) reduziert bzw. vermieden werden.

### Module

Bei der Modulherstellung besteht sowohl bei kristalliner Photovoltaik, als auch bei Dünnschichttechnologien eine Möglichkeit zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung darin, schneller aushärtende und damit energiesparende EVA-Laminat einzusetzen. Außerdem sind Versiegelungen möglich, die hohe Reflexion und schmutzabweisende Eigenschaften kombinieren. Weitere Beiträge zur Materialeffizienz leisten neue UV-beständigere Laminat als EVA für die Verkapselung, zähere und billigere



Rückseitenfolien als heute eingesetzte Tedlar-Folien und neues PV-Glas mit höherer Bruchfestigkeit. Durch ein rahmenloses Moduldesign könnte darüber hinaus Aluminium eingespart werden. Allerdings ist dies nur sinnvoll, wenn dadurch die Lebensdauer nicht eingeschränkt wird.

### **Systeme**

Auf dieser Ebene liegen Optimierungspotenziale in der Systemtechnik, Installation, Wartung und Monitoring. Hervorzuheben sind insbesondere trafolose Wechselrichter. Anschlussdosen, Steckverbinder und Dioden sind so auszulegen, dass sie die Lebensdauer der Solarzellen überschreiten. Materialsparend können vor allem gebäudeintegrierte PV-Anlagen sein, nämlich dann, wenn sie standardisierte Baukomponenten (Dachziegel, Glas etc.) konstruktiv ersetzen. Dadurch entstehen auch Kostenvorteile, allerdings ist zu berücksichtigen, dass im Schadensfall der Austausch schwieriger sein kann. Weitergehende Lösungen sind bei komplexen Gebäuden, wie Hochhäusern oder Verwaltungsbauten, möglich. Hier ist relevant, dass auch andere Funktionen der Gebäudehülle miteingefüllt werden, wie beispielsweise integrierter Sonnenschutz bei fasadenintegrierten Modulen oder Reflektoren zur Tageslichtmodulation. Diese Technologieentwicklung läuft darauf hinaus, „das gebäudeintegrierte Bauteile immer mehr in der Lage sein werden Umwelteinflüsse und bestimmte Nutzeranforderungen wahrzunehmen und selbständig auf diese zu reagieren“ (bmvit 2008).

### **Recycling**

Recycling und Verwertung der anfallenden Abfallströme an photovoltaischen Altprodukten zielen auf Rückgewinnung und Kreislaufführung von Sekundärrohstoffen und leisten somit einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Ressourceneffizienz. Die zukünftig zu erwartenden erheblichen Stoffmengen an photovoltaischen Altmodulen unterstreichen dabei das erhebliche Potenzial und die Relevanz dieser Option zur Erhöhung der Ressourceneffizienz. Die Rückgewinnung der Wafer bzw. des Siliziums bringt ökologische Vorteile. Eine Lebenszyklusanalyse des Recyclingprozesses für kristalline Photovoltaik hat gezeigt, dass die ökologischen Entlastungen durch die Wiedergewinnung von Glas, Aluminium, Kupfer und Wafer größer sind als die negativen Umweltwirkungen des Recyclings (Müller et al. 2006). Allerdings können nur Aluminium oder andere Konstruktionselemente wie Stahl, Kupfer der Kabel oder Ummantelungen der Wechselrichter bis dato vergleichsweise effizient wiederverwertet werden. Anders sieht dies bei Glas und Wafern aus. Die Trennung von EVA oder Halbleiter-Silizium vom Glas ist aufwändig. Ist der Silizium- oder Kunststoffanteil in der Glasfraktion zu hoch, können die Qualitätsanforderungen für die Floatglasherstellung nicht erfüllt werden. Es findet ein Downcycling zu Glaswolle, Fiberglas und Behälterglas statt. Zwar lassen sich laminatfreie Module realisieren, allerdings zu Lasten der Witterungsbeständigkeit und damit der Lebensdauer.

Tab. 21: Verwertungsmöglichkeiten

Modulkomponente	Materialien	Massenanteil %	Verwertungsmöglichkeit
Glas	Natron-Kalkgläser	30 -65	Flach-, Guss-, Hohlglas, Fasern, Fritten
Verbundmaterial	EVA, Acrylate, PU etc.	5 -10	Thermisch
Rückseitenabdeckung	Polyester, Aluminium, Fluorpolymere, Stahl, Glas	0 – 10 (ohne Glas)	Metallrecycling, Glasrecycling, Thermisch
Rahmen	Aluminium, Stahl, PU, PV etc.	0 - 20	Metallrecycling, Kunststoffrecycling, Thermisch
Anschlussdosen	ABS, PC, PPO, PET etc.	0 - 5	Kunststoffrecycling, Thermisch
Kabel	Kupfer, Polyolefine, synthetische Kautschuke etc.	Ca. 1	Metallrecycling, Elektroschrottreycling
Dichtmassen	Silikone, Polyacrylate, PE-Schäume, PU	0 - 10	Thermisch
Füllstoffe	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , TiO <sub>2</sub> , CaCO <sub>3</sub> , SiO <sub>2</sub> etc.	Ca. 1	Füllstoffe, mineralische Zuschläge
Solarzellen aus kristallinen Silizium	Si, Ti, Ag, Sn, Pb, Cu, Ni, Pd etc.	5 - 10	Keramikherstellung, Legierungszuschläge, Solarzellenherstellung
Dünnschichtsolarzellen	Amorphes Si, Al, Sn, Pb, In, CdTe, S, Mo etc.	< 1	Chemisch und mechanisch, (Halb-) Metallrecycling
Elektrische Verbinder	Cu, Sn, Pb, Al, Ag, etc.	Ca. 1	Metallrecycling

Quelle: LfU 2003, Experteninterviews 2009

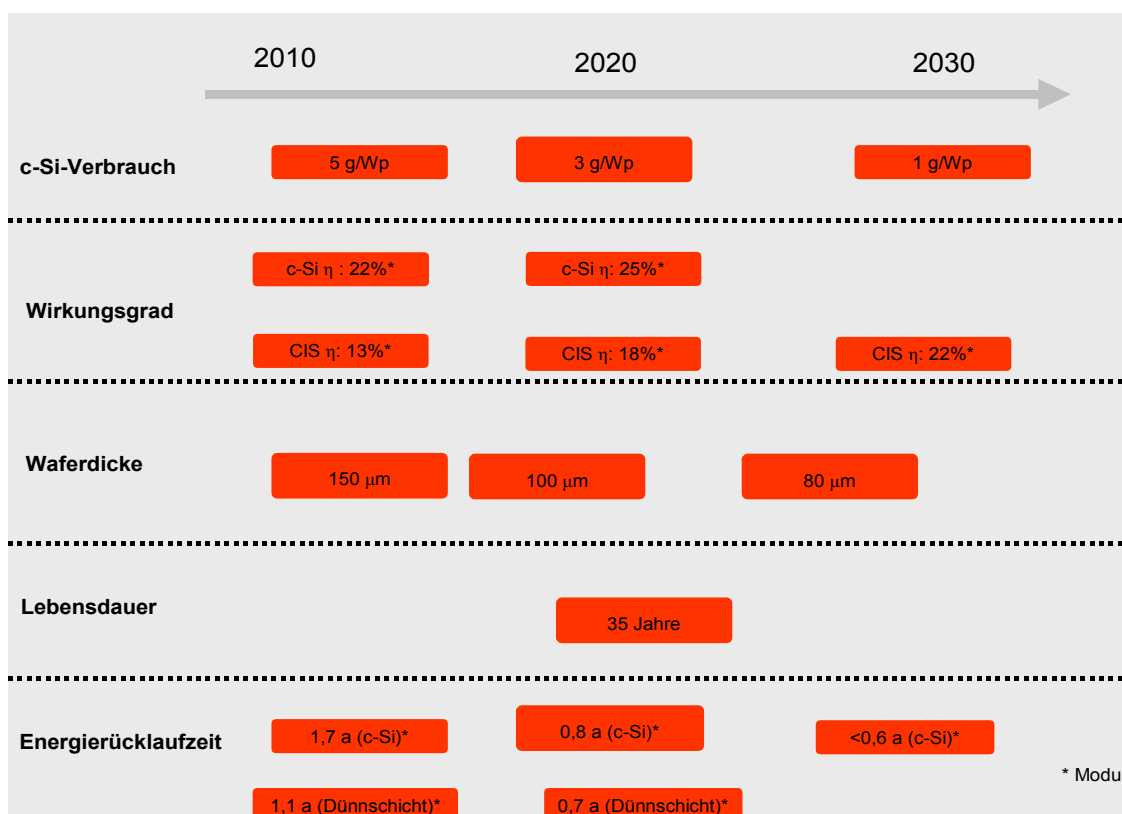
## 5.2 Fertigung

Ein effizienterer Rohstoffeinsatz in der Herstellung und neue material sparendere Produktionstechnologien sind zentrale Herausforderungen. In verschiedenen Roadmaps sind dazu langfristige Entwicklungsziele bis 2030 definiert worden.

- Reduktion des Siliziumverbrauchs (MG-Si) von derzeit 5-6g/Wp auf 1g/Wp bis 2030.
- Reduktion der Waferdicke von 150 µm auf 80 µm.

- Verlängerung der Lebensdauer von PV-Systemen von derzeit 20 bis 25 Jahren auf 30 bis 35 Jahre.
- Verbesserung des Systemwirkungsgrades von derzeit 15 bis 20% auf 20 bis 30% für c-Si.
- Halbierung der Energierücklaufzeit von derzeit 1,7 Jahren auf 0,8 Jahre bis 2015, längerfristig auf unter 0,6 Jahre für c-Si (Module ohne Rahmen in Südeuropa, angenommene Einstrahlung 1.700 kWh/m<sup>2</sup>).

Abb. 25: Langfristige Entwicklungsziele zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung



Energierücklaufzeit bezieht sich auf Module (ohne Rahmen) in Südeuropa (angenommene Einstrahlung 1.700 kWh/m<sup>2</sup>)

Quelle: Auswertung internationaler PV-Roadmaps,

Die wesentliche Frage ist, wie man diese Ziele zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung erreichen kann. Mit Blick darauf wurden vier Handlungsfelder fokussiert:

- die Verringerung der Materialverluste,
- die Reduktion des Energieverbrauchs,
- die Materialeinsparung und
- das Recycling von Produktionsabfällen.

### 5.2.1 Reduzierung der Materialverluste

Durch die Optimierung der Produktionsabläufe lassen sich im erheblichen Umfang Material und Rohstoffe einsparen. Die größten Materialverluste fallen bei der Verarbeitung des Solarsiliziums (SoG) an. Ziel muss es sein, das energieintensive Solarsilizium möglichst sparsam weiter zu verarbeiten. Derzeit werden 5 bis 6 g Solarsilizium pro Wp eingesetzt. Ziel ist es, in der industriellen Fertigung den SoG-Si-Verbrauch bis 2013 auf 5 g/Wp und bis 2020 weiter auf 3 g/Wp (SRA 2007) sinken zu lassen. 2030 soll der SoG-Si-Verbrauch nur noch bei 1 g/Wp liegen (NEDO 2004). Um den Si-Verbrauch in dieser Größenordnung um den Faktor 5 zu reduzieren, ist eine Reihe von Maßnahmen notwendig.

So ist das Kristallwachstum mit geringeren Verlusten zu realisieren. Monokristalline Zellen werden fast immer nach dem Czochralski-Verfahren hergestellt, das bisher die besten Wirkungsgrade liefert, aber kostenintensiv ist. Für multikristalline Zellen kommen größtenteils das Gießverfahren und das Bridgeman-Verfahren zum Einsatz. Bei allen Verfahren wird das SoG-Si in einem Tiegel geschmolzen. Der Kontakt der Schmelzmasse mit den Tiegeln führt zum Einbau von Verunreinigungen, die die Materialqualität und daher den Wirkungsgrad der daraus hergestellten Zellen reduzieren. Eine Maßnahme, die Effizienz zu verbessern, sind wiederverwendbare Tiegel, die nur geringe Mengen von Verunreinigungen in das Silizium beim Schmelzen einführen und eine gute Wärmeleitung haben.

Auch immer größere Waferformate können zur Materialeffizienz beitragen. Die üblichen industriellen Blockgrößen bewegen sich zwischen 240 und 270 kg. Materialsparender und damit auch wirtschaftlicher wäre es, größere Blöcke in kürzerer Zeit zu fertigen. Die Effizienz kann außerdem mit Getter- und Passivierschritten gesteigert werden. Auch die Oberfläche von multikristallinem Silizium könnte mit geeigneten Prozessen passiviert und texturiert werden. Die Solarzellen der nächsten Generation werden auch effizientere Kontaktstrukturen aufweisen. So wird an Feinliniensiebdruck und vergrabenen Kontakten, an der Kontaktierung großer dünner Wafer, neuartigen Rückseitenkontaktierungen und kompletten Rückseitenzellen gearbeitet. Um die Materialverluste durch Bruch zu verringern, ist noch eine wesentliche Optimierung der Trenntechniken und der Waferhandhabung erforderlich.

Das produktionstechnische Ziel beim Sägen der Blöcke in Siliziumscheiben ist es, möglichst dünne Wafer mit geringen Materialverlusten herzustellen. Die heutige durchschnittliche Sägespaltbreite (Kerfloss) von 200 µm könnte bis 2020 um den Faktor 2 auf rund 100 µm reduziert werden. Neue Legierungen ermöglichen, die Drahtdicke auf 80 µm zu reduzieren. Forschungsaktivitäten sind notwendig, um die Korngröße des Slurrys unter Berücksichtigung der Drahtdicke zu optimieren, so dass der Verschleiß sich nicht erhöht und die Oberflächenqualität nicht verringert wird. Durch Verbesserungen des Sägeprozesses wird bei gleichzeitiger Verringerung der Waferdicke eine Halbierung der spezifischen Kosten erwartet. Mit der Übertragung dieser Fortschritte in die industrielle Produktion wird ab 2012 gerechnet. Langfristig ist zu erwar-

ten, dass Si-Ingots komplett rein hergestellt werden. Dementsprechend würden keine Materialverluste durch das Abschneiden von unreinen Randbereichen entstehen.

Eine günstigere Alternative zu den Slurry- und Diamantsäge-Technologien ist die bessere Ausnutzung des Siliziums, indem die Wafer direkt aus der Si-Schmelze in Waferform gebracht werden. Derzeit sind das EFG-Verfahren, das String- Ribbon-Verfahren und die RGS-Technologie am Markt. Dieses sogenannte Folien-Silizium zeichnet sich dadurch aus, dass mehr als 90% des Ausgangsiliziums unmittelbar in Waferform genutzt wird. Dem stehen Nachteile gegenüber: So ist die Prozessierbarkeit aufgrund ungünstiger Oberflächenmorphologien noch schwierig, es kommt zu höheren Materialverunreinigungen und die Folien sind teilweise bis zu ca. 50% dicker. Es sind auch dünnere Wafer möglich, so dass der spezifische Materialeinsatz um ungefähr 25% reduziert werden könnte. Jedoch weisen diese Wafer einen geringeren Wirkungsgrad als die gesägten Wafer auf.

Abb. 26: Maßnahmen zur Verringerung in der Materialverluste in der Fertigung

Maßnahme	Reduktionspotenzial	Bedeutung			Hindernisse
		Niedrig	Mittel	Hoch	
Elektromagnetische Verfahren (mc-Si)	Strom ges.: -8%				Investitionsaufwand
Ziehen von größeren Ingots	-				Kostentransparenz, Investitionszyklen
Si-Materialqualität durch magnetisches CZ-Verfahren (sc-Si)	-				Investitionsaufwand
Si-Materialqualität: dendritische Verfahren (mc-Si)	Si: -12%				Qualität, F+E notwendig
Dünnere Draht- und Wafer (100µm)	Si: -33% (sc-Si); 37% (mc-Si)				Waferwelligkeit, Bruchrate, Waferhandhabung
Diamantdrahtsäge	-				Hohe Investitionskosten
Folien-Technologien	-				Geringerer Wirkungsgrad, Prozesscontrolling
Wafer-Äquivalente	Si: -95%				Niedrigerer Wirkungsgrad

Die Breite der Balken repräsentieren die Unsicherheit bei der Einschätzung der Relevanz für PV-Industrie zur Erschließung der Effizienzpotenziale. Reduktionspotenziale beziehen sich auf den Teilprozess der Maßnahme; Ausnahme elektromagnetisches Verfahren, hier bezieht sich die Angabe auf die gesamte Fertigungskette von der SoG- bis zur Modul-Herstellung.

Quelle: eigene Zusammenstellung, Workshop Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung am 3.11.2009 in Berlin

Bei Dünnschichttechnologien steht die drastische Verringerung der Prozessverluste beim Auftrag der Halbleiterschichten im Fokus. Die Beschichtungsverfahren der Dünnschichttechnologie weisen sehr unterschiedliche Materialausbeuten und entsprechende Effizienzpotenziale auf. Während nasschemische Verfahren wie z.B. die Elektrodeposition, Materialausbeuten nahe 100% erreichen können, besitzen physikalische Depositionsverfahren wie z.B. Sputtern geringere Materialausbeuten. Die größten Materialverluste in Höhe von 50 bis 70% ergeben sich beim Sputtern aus den verbleibenden Targetresten. Diese werden allerdings in der Regel einem externen Recycling zugeführt. Entscheidend ist jedoch die Art der eingesetzten Targets. Die obigen Beispiele beziehen sich auf planare Targets. Rotierende Targets ermöglichen deutlich höhere Targetausbeuten. Stand der Technik ist die Erhöhung der Materialausbeute des Sputterverfahrens auf 80%, also geht es noch um Optimierungen des vorhandenen Stands und breite Marktdiffusion. Dies könnte bis 2015 durchgängig erreicht werden. Voraussetzung sind Sputter-Targets wie z.B. drehbare Targets für alle in dem Sputterverfahren benötigten Materialien. Sputtermechanismen müssten besser verstanden und die Sputter-Anlagen entsprechend optimiert werden. Ein vielversprechender Ansatz zur Verringerung der Materialverluste in der Dünnschicht-Herstellung ist auch die Optimierung des PECVD-Verfahrens. Die Herausforderung ist, den Konflikt zwischen hoher Frequenz und großer Homogenität zu lösen und daher die Umsetzbarkeit in einer kontinuierlichen Produktion zu realisieren. Bessere Prozess-Steuerung und ein Monitoring sind erforderlich. Dafür muss in der Forschung ein vollständiges Verständnis der Beziehungen zwischen Plasma-Prozessen, Reaktor-Geometrie und Beschichtung bzw. Geräte-Eigenschaften und den Auswirkungen der Skalierung erzielt werden.

### **Maßnahmen und Anforderungen**

Die Erschließung der Potenziale zur Erhöhung der Ausbeuten in der Fertigung erfordert folgende Maßnahmen:

#### Forschung und Entwicklung

- Defektbildung und Verunreinigungsmechanismen zur Verbesserung des Kristallwachstums (c-Si)
- Entwicklung neuer automationstechnischer Kontrollsysteme für die Si-Kristallisation
- Entwicklung neuer Tiegelbeschichtungen, um die Adhäsion der Tiegelwände zu verstärken und um den Block nach der Erstarrungszeit leicht aus der Form herauslösen zu können (c-Si)
- Beschichtungsautomation bei der Vorbereitung der Tiegel (c-Si)
- Optimierung der Trenntechniken und der Waferhandhabung (c-Si)
- Besseres Verständnis der Sputtermechanismen
- Untersuchung von Low-Cost-Substraten für Waferäquivalente
- Entwicklung von thermisch stabilen Beschichtungen zur Passivierung

- Entwicklung von flexiblen Substraten

#### PV-Industrie

- Best-Practice-Analyse (z.B. Einsatz von drehbaren Targets im Sputter-Verfahren)
- Lerneffekte aus Mikrosystemtechnik und Chipproduktion nutzbar machen
- Zero Loss Management für die Produktion (systematische Ermittlung von Einsparpotenzialen)

#### Maschinen-, Anlagenbau und Automation

- Optimierung der Tiegelformen
- Untersuchung von neuen Legierungen für die Draht der Drahtsäge
- Optimierung der Sputter-Anlagen
- Entwicklung von präziseren Handlings- und Greifertechnologien für Wafer
- Entwicklung von automatisierten visuellen Prüfsystemen
- Entwicklung von Pilotanlagen zur Herstellung von Waferäquivalenten
- Entwicklung von schnelleren und saubereren Laser-Techniken
- Entwicklung von automatisierten Roll-to-Roll Prozessen
- Reproduzierbarkeit von Dünnschichtprozessen auf größeren Flächen
- Erhöhung der Abscheideraten (kürzere Taktzeiten)
- Verbesserung der Anlagenverfügbarkeit

### **5.2.2 Verringerung des Energieverbrauchs**

Die Herstellung von Photovoltaikmodulen ist energieaufwändig, so dass die energetische Amortisationszeit in Deutschland für mono- und polykristalline Zellen etwa 4 Jahre und für Dünnschichtmodule rund ein Jahr beträgt. Life Cycle Assessments zeigen, dass der Energieverbrauch zur Herstellung kristalliner Siliziummodule für mindestens 70% der Emissionen und damit der Umweltbelastungen verantwortlich ist. 42% des Energieverbrauchs wird durch die verwendeten Materialien verursacht, 58% entfällt auf die Prozessenergie in der Photovoltaik-Wertschöpfungskette. Durch Nutzung innovativer Verfahren kann der Energieverbrauch bei der Produktion von Solarmodulen wesentlich verbessert werden. Expertenmeinungen (Workshop „Fertigung“, 3.11.2009) zufolge, ließe sich die Energierücklaufzeit von kristallinen Siliziumsolarmodulen binnen fünf Jahren halbieren, langfristig sind noch weitere Energieeinsparungen möglich.



Abb. 27: Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs in der Fertigung

Maßnahme	Reduktions- potenzial	Bedeutung			Hindernisse
		Niedrig	Mittel	Hoch	
UMG-Si	Strom ges.: -32% (sc-Si), -40% (mc-Si)				Technologische Komplexität, Investitionsaufwand
Flussbett-Reaktor	Strom ges.: -45% (sc-Si), -23% (mc-Si)				Investitionsaufwand, Qualität
Free Space Raktor	-				Investitionsaufwand, Qualität
Vapor to Liquid Deposition	-				Qualität, F+E notwendig
Walzglas	-45% (gegenüber Floatglas)				Glasspezifikationen
„Smarte“ Fertigungskonzepte	Energie: -60% CO <sub>2</sub> : -70%				Investitionskosten

Die Breite der Balken repräsentieren die Unsicherheit bei der Einschätzung der Relevanz für PV-Industrie zur Erschließung der Effizienzpotenziale.

Quelle: eigene Zusammenstellung, Workshop Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung am 3.11.2009 in Berlin

Hauptansatzpunkt zur Reduzierung des Energieverbrauchs bei der Herstellung von c-Si-Modulen ist die Erzeugung des Solarsiliziums (SoG-Si). Bei der Reinstsiliziumerzeugung dominiert weltweit das Siemensverfahren, das ursprünglich für die Halbleiterindustrie entwickelt wurde. Der Einsatz von Flussbett-Reaktoren für die Herstellung von 1kg Silizium aus Trichlorsilan oder Silan könnte im Vergleich mit dem Siemensverfahren den Stromverbrauch um 73% senken; Wärmebedarf und Materialverbrauch blieben aber gleich. Unter Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette könnte folglich eine Reduktion des Stromverbrauchs bei sc-Si- und mc-Si-Modulen von 33% bzw. von 40% erreicht werden. Neben dem Flussbettreaktor gibt es mit physikochemisches Verfahren zur Herstellung von UMG- (Upgraded Metallurgical Grade) weitere alternative Verfahren. Die Hindernisse für eine Umstellung des Produktionsprozesses sind vor allem die Kosten für die Investition in neue Anlagen, die technologische Komplexität und der Reinheitsgrad des hergestellten Siliziums. Kostengünstiger metallurgisch hergestelltes Silizium erreicht noch nicht den notwendigen

Reinheitsgrad für die direkte Herstellung von Solarwafern. Eine Herausforderung ist es, die Materialqualität zu gewährleisten, oder die Verarbeitung des Siliziums zumindest so anzupassen, dass der Einfluss der geringeren SoG-Si Qualität auf den Zellwirkungsgrad minimiert wird.

Zu den energieintensiven Prozessen gehört auch die Glasherstellung. Bisher ist die Herstellung der speziellen Photovoltaik-Gläser noch mit einem enormen Energieaufwand verbunden. Die Solarfirmen greifen auf zwei Sorten von Glas zurück: Floatglas und Walzglas. Beim Floatglas, das in der Solarindustrie bisher dominiert, werden die Rohstoffe – Sand, Dolomit und Feldspat – zunächst zu einem homogenen Gemisch verarbeitet, bevor sie in einem Wannenofen mit einer Temperatur von rund 1.600 Grad Celsius geschmolzen und konditioniert werden. Zur Herstellung von Walzglas wird weniger Energie benötigt als zur Herstellung von Floatglas. Texturiertes Walzglas verringert die Lichtreflexion. Damit können entweder 30% eisenhaltigere und damit auch erheblich kostengünstigere Rohstoffe verwendet werden, um die gleiche Lichtdurchlässigkeit wie bei Floatglas zu erreichen oder die Moduleffizienz steigt. Optimierungspotenzial gibt es außerdem beim Texturieren selbst. Statt in einem gesonderten Verfahren wird die reflexmindernde Struktur schon beim Walzprozess auf die Oberfläche des Glases aufgebracht (Hessenkemper 2009, Maiser et al. 2010). Vorteile, und damit verbunden auch Sparpotential, werden auch unter logistischen Aspekten gesehen. Walzglasfabriken könnten mit erheblich geringerem Aufwand als Floatglasanlagen praktisch überall, und damit auch in unmittelbarer Nähe von Solarfabriken, gebaut werden. Als Alternative zu Floatglas könnten somit durch die Verwendung von Walzglas mittel- bis langfristig deutliche Umweltvorteile erschlossen werden. Voraussetzung ist insbesondere eine Spezifizierung der Glasanforderungen. Zukünftig liegen weitere Sparpotenziale in der Gewichtsreduzierung, indem dünnes (2mm) oberflächenveredeltes Einscheibensicherheitsglas, wie es in der Solarbranche verwendet wird, im Walzglasverfahren hergestellt wird (VDMA 8-2009). Bis 2014 werden erste Pilotanlagen für energieeffiziente Solarglasfabriken (an der TU Freiberg) erwartet. Es wird geschätzt, dass gegenüber dem Floatglas 45% weniger Energie benötigt wird (Schlemm 2009).

Ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zu einer energieeffizienten Fertigung sind integrierte und größere Fertigungseinheiten (bis hin zur 1 Gigawatt Solarfabrik). Mittelfristig sollte sich die Produktion von c-Si-Modulen von der bisherigen Batch-Produktion zur kompletten Inline-Produktion entwickeln. Dafür müssen von der Automationsindustrie neue präzisere Handlings- und Greifertechnologien sowie automatisierte visuelle Prüfsysteme entwickelt werden. Um Inline-Produktion zu fördern und die Energieeffizienz der Fertigung weiter zu erhöhen, müssen flexiblere Anlagen mit einem breiten Prozess-Parameter-Fenster entwickelt werden. Durch die zentrale Versorgung mit Chemikalien, Gasen und Reinstwasser nach der jeweiligen Funktion ließe sich der Recyclinggrad insbesondere bei Reinstwasser und Chemikalien erhöhen. Einsparpotential besteht bei der Energie-Rückgewinnung, der Reduzierung des Frischluftverbrauchs und durch Einsatz von Blockheizkraftwerken, die vor allem in größeren Anlagen effizient eingesetzt werden können. Diese Kraftwerke nutzen bei der Strompro-

duktion anfallende Wärme, um zusätzlich Dampf, Heiß- und Kaltwasser ("Trigeneration") zu erzeugen. Gleichzeitig lassen sich so die CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Photovoltaik-Fabrik bis zu 70 Prozent senken (M+W Zander 2009). Würden die Hersteller beim Fertigungsprozess darüber hinaus auf erneuerbare Energie setzen, könnten die Treibhausgase weiter reduziert werden.

### **Maßnahmen zur Erschließung der Potenziale**

#### Forschung und Entwicklung

- Besseres Verständnis des Zusammenhangs zwischen Verunreinigungen und Zellwirkungsgrad
- Standardisierte analytische Methoden zur Messung der Verunreinigungen und zur Quantifizierung von Material-Kennzahlen
- Untersuchungen zum Degradationsverhalten zur Entwicklung stabiler Dünnschichtstrukturen und damit Verbesserung der Langzeitstabilität neuer Dünnschichtsolarmodule

#### PV-Industrie

- Monitoring der prozessspezifischen Energiebedarfe in der c-Si und Dünnschicht-Fertigung
- Standardisierung zur Messung des Energieverbrauchs (z.B. im Rahmen von SEMI oder PV Group)
- Transparenz für UPW und HF Verbrauch
- Benchmarking mit State-of-the-Art Fabs

#### Maschinen-, Anlagenbau und Automation

- Advanced Process Control (APC) und SECS/GEM Daten Standards
- Projektierung von Energierückgewinnungssystemen
- Integrierte Photovoltaikmodul-Produktion
- Innovatives Equipment zur Luftzirkulation
- Gebäudetechnik für passive Gebäudekühlung
- Entwicklung einer recyclingfähigen, energiesparenden, direkt an die eigentliche Modul-Fabrik angedockten Photovoltaikglas-Produktion
- Pilotanlagen für energieeffiziente Solarglasfabriken
- Automatisierte Lösungen für alle Prozessschritte in hoher Flexibilität und Ausbringung

### 5.2.3 Reduzierung des Materialeinsatzes

Eine höhere Materialeffizienz ist durch die Optimierung der Produktkonstruktion zu erreichen. Die Ansätze reichen von der Verbesserung der Wirkungsgrade über Materialauswahl und –innovationen bis hin zur Produktgestaltung.

Tab. 22 zeigt die Wirkungsgrade von Solarzellen und –modulen, wie sie sich aktuell und zukünftig darstellen. Technische Verbesserungen können zukünftig für alle Technologievarianten erwartet werden. Roadmaps gehen davon aus, dass sich der Modulwirkungsgrad bei c-Si bis 2013 auf 17 % erhöht (NEDO 2004, SRA 2007) und bis 2020 weiter auf 19% (NEDO 2004). 2030 soll der Wirkungsgrad bei 22% liegen (NEDO 2004). Für a-Si/ $\mu$ -Si soll der Modulwirkungsgrad bis 2010 auf 12% erhöht werden und bis 2020 weiter auf 14%. Nach 2020 soll der Wirkungsgrad bei 18% liegen (NEDO 2004). Für CIS soll der Modulwirkungsgrad bis 2010 auf 13% erhöht werden und bis 2020 weiter auf 18%. Nach 2020 wird ein Wirkungsgrad von 22% erwartet (NEDO 2004). Schließlich soll für CdTe der Modulwirkungsgrad bis 2013 bei 12 % liegen und bis 2020 weiter auf 15% und langfristiger auf 18% erhöht werden (SRA 2007). In der Produktion ergeben sich durch die Wirkungsgraderhöhung dann Materialeffizienzvorteile, wenn der Produktionsaufwand stärker von der zu bearbeitenden Fläche als von der Qualität der aktiven Schicht abhängt (vgl. Nitsch 2005)<sup>18</sup>.

Tab. 22: Wirkungsgrade von Solarzellen und –modulen bei Standardbedingungen

	Dickschicht		Dünnschicht		
	c-Si	mc-Si	a-Si	CIS	CdTe
<b>Laborzellen</b>	19-25	15-20	10-13	18-20	16-17
<b>Modulproduktion gegenwärtig</b>	20	13-14,5	6-9	10-13	9-11
<b>Modulproduktion zukünftig</b>					
in ca. 10 a	25	18	9-12	18	-
in ca. 20 a	-	22	15	22	18

Abgaben in %

Quelle: EuPD 2008; EU PV Platform 2008; IZT Internationale Auswertung von PV-Roadmaps 2009

Neben der Verbesserung der Wirkungsgrade existiert eine Vielzahl von einzelnen Maßnahmen zur Erhöhung der Materialeffizienz durch das Produktdesign. Die Entwicklung neuer Konzepte zielt auf Verbesserungen der Solarmodulstrukturen, aber

<sup>18</sup> Theoretisch folgt im Fall einer Verdopplung des Wirkungsgrades eine Halbierung des leistungsbezogenen Materialaufwands des PV-Moduls. Praktisch sind aber die Kosten des PV-Stroms ausschlaggebend und nicht der Wirkungsgrad der Module, mit welchem er erzeugt wurde (Nitsch 2005).

auch auf übergreifende Ansätze integrierter Solarzellen-Modul-Konzepte, die zusätzlich Synergien der verschiedenen Wertschöpfungsschritte bringen können. Von großer Relevanz ist bei Siliziumsolarzellen insbesondere das Rückkontaktierungsdesign, ein kontaktfreier Kontaktierungsprozess, die Reduzierung der Glasdicke und ein rahmenloses Moduldesign.

Beim Rückkontaktierungszellendesign wird die Kontaktierung teilweise oder komplett auf die Rückseite der Solarzelle verlegt. Damit können die Verschattungsverluste reduziert bzw. komplett vermieden werden. Bis jetzt haben sich zwei Designs besonders durchgesetzt: das Metallisation Wrap-Through (MWT) und das Emitter Wrap-Through (EWT) Design. Die Markteinführung ist 2010 geplant. Der Zellenwirkungsgrad liegt bei 17,3%.

Mit einem effizienteren Aufbringen der „Kontaktfinger“ könnte der Kontaktierungsprozess optimiert werden. Als Standardverfahren wird die Siebdrucktechnik eingesetzt. Dabei werden ca. 100 µm breite Kontaktfinger auf der Vorderseite der Solarzelle abgedruckt. Mit einem berührungsfreien Kontaktierungsprozess könnte diese Breite um 70% reduziert werden, was zu einer Erhöhung des Wirkungsgrads führen könnte. Es hätte den zusätzlichen Vorteil, die Bruchgefahr der immer dünneren Wafer beim Kontaktierungsprozess zu mindern. Bisher konnten Zellenwirkungsgrade für sc-Si von über 20% erreicht werden, welches zu einer Reduktion des spezifischen Materialverbrauchs um ca. 21% führen könnte. Dem Kontaktierungsprozess wird eine hohe Bedeutung beigemessen. Wann er realisiert werden kann, ist aber unsicher.

Große Einsparpotenziale bietet die Reduzierung der Glasdicke, von derzeit 4mm bei Standardglas auf 2mm dickes, thermisch gehärtetes Walzglas. 50% der eingesetzten Glasmenge könnte ohne Verlust an Zugfestigkeit und Steifigkeit eingespart werden. Die Oberfläche der Walzglasscheiben ist allerdings nicht so gleichmäßig wie beim Floatglas, für kristalline Solarmodule reicht dies aber aus (Photon 02/2008). Von den beteiligten Experten wurde einer Reduktion der Glasdicke eine hohe Relevanz für die Materialeffizienz beigemessen.

Bei Dünnschichtzellen sind die Reduzierung der Absorberdicke, die Entwicklung von neuen Beschichtungsquellen, die Reduzierung der TCO-Dicke und des Glaseinsatzes vorrangige Forschungs- und Entwicklungsziele. Neue TCO sollen eine Reduzierung der Dicke ermöglichen. Darüber hinaus sollen andere Substrate als Glas, wie flexible Substrate, untersucht und vom Maschinen- und Anlagenbau sogenannte roll-to-roll Prozesse zur Beschichtung auf flexiblen Substraten entwickelt werden.

Durch rahmenlose Module kann der Aluminiumverbrauch fast auf null reduziert werden. Die Energierücklaufzeit reduziert sich dadurch um 1,2 Monate (Home Power 10/2008). Rahmenlose Dünnschicht-Module werden für die Gebäudeintegration beispielsweise anstelle von Dachziegeln bereits eingesetzt. Problematisch ist bisher, dass das Modul an Stabilität und Robustheit besonders an den Kanten verliert.

Als dringlich wurde auch die Suche nach Substituten speziell für Silber eingestuft. Obwohl der Silber-Anteil nur bei 0,006% des Standard-Modulgewichts liegt, wird der Er-

satz dieses Metalls entscheidend aus zwei Gründen: Zum einen könnte Silber aufgrund von Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage kostenrelevanter werden, zum anderen sind die ökologischen Effekte am Ort der Rohstoffgewinnung von vergleichsweise großer Bedeutung. Die Primärproduktion von Silber verursacht Emissionen mit einem Humantoxizitätspotenzial, das größer als das der gesamten Nickelproduktion und nur etwas geringer als das der gesamten Zinkproduktion ist. In den nächsten 5 Jahren ist eine Reduktion des Silbereinsatzes von 30% möglich. Längerfristig wird mit Alternativen für einen kompletten Ersatz des Silbers durch z.B. Kupfer experimentiert. Als vielversprechend gelten gut leitende Kupferpasten, das Problem ist vor allem die Oxidierung. Aufgabe des Maschinen- und Anlagenbaus ist es, diese Entwicklungen in Kupfer-Metallisierungsanlagen mit industriellem Durchsatz umzusetzen.

Neuere Zelltypen, wie Farbstoff- und Polymersolarzellen, befinden sich in frühen Entwicklungsstadien und wurden in dieser Roadmap nicht fokussiert. Sie bieten aber weitgehende Ressourceneffizienzpotenziale auf Designebene gegenüber etablierten Solartechnologien. Allerdings sind ihre Wirkungsgrade mit unter 10% derzeit noch gering. Die Beschränkungen für farbsensibilisierte Solarzellen und amorphe Siliziumzellen sind abhängig vom Elektrodenmaterial, welches als ohmscher Kontakt eingesetzt wird. Wird ITO als transparentes Kontaktmaterial benutzt, könnte Indium zu einem kritischen Faktor werden. Durch alternative transparente Elektrodenmaterialien wie etwa Zinndioxid ( $\text{SnO}_2$ ) für farbsensibilisierte oder Zinkoxid ( $\text{ZnO}$ ) für a-Si Zellen kann das Problem entschärft werden (Feltrin 2008). Die Potenziale könnten bei einer kostengünstigen großtechnischen Fertigung und ausreichend langer Lebensdauer erschlossen werden.

Abb. 28: Maßnahmen zur Materialeinsparung durch Produktdesign

Maßnahme	Reduktions- potenzial	Bedeutung			Hindernisse
		Niedrig	Mittel	Hoch	
Kontaktfreier Kontaktierungsprozess	Spezifische Materialreduktion -21% (c-Si)				Geringerer Durchsatz, zusätzlicher Prozessschritt
Rückkontaktierungsmodule	Höherer Zellwirkungsgrad (17,3-20,4%)				Zusätzliche Fertigungsschritte, höhere Herstellungskosten, Investitionsrisiko
Reduzierung der Glasdicke	bis 45% niedrigerer Energieverbrauch (2mm Walzglas)				F+E notwendig, Qualität, Welligkeit (Walzglas)
Ersatz des Silbers (durch Kupfer)	-				F+E notwendig, Oxidation des Cu, Zellwirkungsgrad
Rahmenloses Moduldesign	Verringerung der Energierücklaufzeit: bis 1,2 Monate				Stabilität der Module, Lebensdauer

Die Breite der Balken repräsentieren die Unsicherheit bei der Einschätzung der Relevanz für PV-Industrie zur Erschließung der Effizienzpotenziale.

Quelle: eigene Zusammenstellung, Workshop Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung am 3.11.2009 in Berlin

## Maßnahmen und Anforderungen

Durch folgende Maßnahmen und Anforderungen der PV-Industrie an Automation Maschinen- und Anlagenbau kann die Erschließung der Effizienzpotenziale beschleunigt werden:

### Forschung und Entwicklung

- Stabilität rahmenloser Module, Mechanische Stabilität des Laminats
- Alternativen zu Silber als Kontaktierungsmaterial
- Oberflächenbehandlung von Glas für solare Anwendungen (Antireflexschichten für PV, Wirkungsgradsteigerung/Verbesserte Alterungsbeständigkeit)
- Chemische Stabilität des Glas-TCO-Systems
- Laserbasierte Kantenisolation zur Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung



- Kontaktierungsmaterialien: Elektrisch leitfähige Klebeverbindungen

#### PV-Industrie

- Aufbau von Walzglasfabriken in unmittelbarer Nähe von Solarfabriken
- Umsetzung von Prozessen und Konzepten aus dem Technikumsmaßstab auf ein industrielles Niveau

#### Maschinen-, Anlagenbau und Automation

- Kupfer-Metallisierungsanlagen mit industriellem Durchsatz
- Pilotanlagen für energieeffiziente Solarglasfabriken
- Herstellung von oberflächenveredeltes Einscheibensicherheitsglas (2mm) im Walzglasverfahren
- Entwicklung schneller und präziser Laserprozesse in der Dünnschicht PV
- Online-Anbindung von TCO-Beschichtungsanlagen für Dünnschicht- Substrate und von Härteanlagen für Dünnschicht-PV- Deckscheiben
- Qualitätssicherung zur berührungslosen automatischen Online-Prüfung
- Performance in PV-IEC Tests und Großtechnische Produzierbarkeit der Oberflächenbehandlung von Solarglas

#### **5.2.4 Zero Waste: Verwertung der Produktionsabfälle**

Produktionsabfälle aus der Fertigung der Photovoltaik (kristalline Siliziumsolarzellen, Dünnschichtzellen) wurden bis vor wenigen Jahren nur in sehr geringem Umfang wiederverwertet. Entsprechend groß sind die Potenziale. Für die Hersteller besteht die Aufgabe darin, das Recycling als feste Anforderung in das Entwicklungs- und Produktionsmanagement einzubeziehen und die Potenziale für eine Verwertung zu nutzen.

Im Mittelpunkt stehen dabei:

- Glasabfälle, sowohl reine als auch kontaminierte (von halbfertigen und ganzen Modulen)
- Materialabfälle bei der Dünnschichtherstellung von den Beschichtungsprozessen und von der Kantenisolation und Strukturierung
- Materialabfälle bei der c-Si-Herstellung im Sägeprozess
- Flüssigkeitsabfälle wie Spülwasser und chemische Lösungen

In der Regel werden Glas-, Metall- und Kunststoffabfälle getrennt gesammelt und häufig einer externen Verwertung zugeführt. Inzwischen recyceln auch immer mehr Firmen den Slurry-Abfall, der beim Sägen der Wafer als Schleif- und Kühlmittel verwendet wird. Bis zu 90% des Siliziumcarbids und 85% des Glykols, beides Bestandteile des Slurrys, lassen sich wiederverwerten, der Slurry-Abfall wird so um 60% und der

Energieverbrauch bei der Waferfertigung um rund 15% gesenkt. Kostenseitig führt dies zu einer Halbierung der Slurrykosten.

Stand der Technik ist das Recycling der Abgase aus den Reaktoren zur SoG-Herstellung. Die Abgase werden in der Vent-Gas-Recovery wieder in Einzelbestandteile (HCl, H<sub>2</sub> etc.) zurückgewandelt und wieder in die Prozesskette eingespeist. Mit „Vent Gas Recovery“ kann der Trichlorsilanbedarf halbiert werden, mit zusätzlichem Konverter nochmals um den Faktor 4 gesenkt werden (Herbst 2009, Workshop IZT 4.11.2009).

Abb. 29: Maßnahmen zur Verwertung der Produktionsabfälle

Maßnahme	Reduktionspotenzial	Bedeutung			Hindernisse
		Niedrig	Mittel	Hoch	
Recycling des Slurrys	Spez. Abfall: -60% Energie: -15%				-
Recycling des Kerflusses	Netto-Si-Materialeinsatz 30-40%				Energieaufwand, Extraktion des Kerflusses aus dem Slurry-Abfall, Verunreinigungen
Recycling der Schmelztiegel	-				Kosten
Vent Gas Recovery	Trichlorsilan bis zu 80%				-
Verwertung der Materialabfälle aus Beschichtungsprozessen (Dünnschichttechnologien)	-				Kosten

Die Breite der Balken repräsentieren die Unsicherheit bei der Einschätzung der Relevanz für PV-Industrie zur Erschließung der Effizienzpotenziale.

Quelle: eigene Zusammenstellung, Workshop Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung am 3.11.2009 in Berlin

Bisher nicht erschlossen ist das Recycling des Abfalls, der beim Sägen der Wafer entsteht. Dies wird als bedeutsam eingestuft, allerdings mit großer Bandbreite an Expertenmeinungen, was die Unsicherheit in der Bewertung widerspiegelt. Das Recycling

des Kerf-Losses hat das Potenzial den Netto-Si-Materialeinsatz um 30-40% zu senken (Alsema, de Wild-Scholten 2007). Es ist allerdings aus technischen und Kostengründen bisher nur begrenzt realisierbar. Die technischen Herausforderungen liegen bei dem Extrahieren des Kerf-Losses aus dem Slurry-Abfall und den Verunreinigungen, die sich in dem Kerf Loss befinden, welches bisher zu hohen Kosten des Recyclings führt. Hürde zur Weiterentwicklung ist wegen der niedrigen Rohstoff-Preise und daher des niedrigen Kosteneinsparungspotentials das mangelnde Interesse der Industrie an dem Verfahren.

Recyclingpotenzial bietet auch die Verwertung der Schmelztiegel. Sie bestehen aus hochreinem Quarz. Nach der Benutzung brechen sie zu Quarzscherben und werden verworfen. Die Schmelztiegel sind momentan ein Verbrauchsmaterial. Sie bestehen aus hoch reinem Quarz. Nach der Benutzung brechen sie zu Quarzscherben und werden verworfen. Ein Tiegel hat eine Kapazität von 400 kg kristallinem Silizium. Ein Tiegel wird daher für ca. 220 mc-Si-Module (inkl. Si-Verluste bei weiteren Prozessschritten) mit einer Leistung von 210 Wp benötigt. Die Anzahl der eingesetzten Tiegel könnte durch das Recycling von Quarz-Abfällen reduziert werden. Herausforderung ist ein hochwertiges Recycling des Quarzes zu niedrigen Kosten. Eine alternative Möglichkeit, die als bedeutsam eingeschätzt wird, ist die Entwicklung eines wiederverwendbaren Tiegels.

Eine noch zu lösende Aufgabe ist das Recycling von Dünnschichtmaterialien. Mit der erwarteten verstärkten Nachfrage nach Dünnschicht-PV-Modulen wird zukünftig das Recycling dieser Wertstoffe zunehmend an Bedeutung gewinnen. Die Machbarkeit wurde im halbtechnischen und im Labormaßstab demonstriert. Allerdings scheitert die Umsetzung bisher an den Kosten. Bei einer Realisierung von Recyclingstrategien sind noch zahlreiche Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten erforderlich. Dies betrifft insbesondere die Verbesserung des Spül- und Waschprozesses der Dünnschichtmaterialien (z.B. Indium, Tellur) nach der Attrition und die Erhöhung der Selektivität bei der Flotation, um den Grad der Anreicherung der Wertstoffe steigern zu können (Resolved 2008). Hierbei und bei der Überführung der Prozesse in einen großtechnischen Maßstab besteht noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

### **Maßnahmen und Anforderungen**

Folgende Maßnahmen sind relevant, um die Verwertung der Produktionsabfälle zu verbessern:

#### Forschung und Entwicklung

- Hydrometallurgische und chemische Prozesse zum Recycling der Produktionsabfälle
- Entwicklung wiederverwendbarer Tiegel
- Anreicherung und Aufreinigung von Halbleitermaterialien (z.B. Verbesserung des Spül- und Waschprozesses nach einer naßchemischen Behandlung (Attrition), Optimierung der Selektivität bei der Flotation)

## PV-Industrie

- Umsetzung integrierter Recyclingstrategien für Produktionsabfälle und EoL-Recycling (im Rahmen von PV Cycle)

## Maschinen-, Anlagenbau und Automation

- Automatisierte Anlagen für ein internes Recycling
- Schnelle und zuverlässige Prozessanalytik für inhomogene Massenströme bei der Wiedergewinnung von Wertstoffen

### **5.3 End-of-Life Recycling von PV-Produkten**

Ein Recycling der Solarprodukte verringert den Bedarf an Primärrohstoffen und Energieträgern, somit werden Ressourcen geschont und es wird den abfallpolitischen Anforderungen (Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz, WEEE-RL etc.) Rechnung getragen. Da mit zunehmender Marktdurchdringung, der Stoffstrom an Altmodulen und Produktionsabfall wächst, sind frühzeitig die technischen Voraussetzungen und der Aufbau von ökologisch sinnvollen und wirtschaftlich tragfähigen Recyclinginfrastrukturen von photovoltaischen Produkten mit der Entwicklung der Mengenströme zu synchronisieren. Recyclingverfahren sind bereits seit Jahren Forschungsgegenstand und ein Entwicklungsschwerpunkt großer PV-Unternehmen. Die Hauptaufgaben liegen in der Trennung der Materialien, Behandlung von Modulen und der Anreicherung von Halbleitern. Außerdem arbeitet die PV-Branche daran, ein freiwilliges, branchenweites Rücknahme- und Recycling-Programm zu entwickeln und umzusetzen.

Folgende Herausforderungen wurden identifiziert:

*Geringe Abfallmengen:* Die größte Hürde für den Aufbau eines Rücknahme- und Recyclingsystems sind die derzeit geringen Abfallmengen. Wegen der geringen Abfallmengen (europaweit 7.000 t im Jahr 2010 (Sander et al. 2007)), lohnt es sich derzeit für externe Recyclingunternehmen nicht, Anlagen für das PV-Recycling aufzubauen. Die wirtschaftliche Schwelle für eine kleine Recyclinganlage liegt bei 10.000 bis 20.000 t/a. Relevant wird der Markt jedoch erst ab 50.000 t/a (Workshop PV EoL Recycling, 11.12.2009). Dabei bestehen hohe Unsicherheiten über die örtliche Verteilung und die jeweiligen Mengen. Ungeklärt ist weiterhin, wann und wie PV-Systeme langfristig ausgetauscht oder nachgerüstet werden und ob die Module wirklich am Ende ihrer Leistungsgarantiezeit nach 20 bis 30 Jahren deinstalliert werden.

*Logistik- und Recyclingkosten:* Aufgrund der derzeit noch geringen Abfallmengen sind Ort und Anzahl der Sammelstellen schwierig zu bestimmen. Statt PV-spezifischer Sammelstellen kann auch auf bestehende Systeme aufgebaut werden. In welcher Weise die Rücknahme (z.B. in Wertstoffhöfe) integriert werden soll, ist jedoch noch nicht gelöst. Ob sich beispielsweise kommunale Sammelstellen mit Altmodulen an PV Cycle wenden, ist offen. Außerdem zeigen Erfahrungen, dass die Sammelraten sich je nach Land unterscheiden, d.h. abhängig von Infrastruktur und Kultur sind. Unsicherheiten über die zukünftige örtliche Verteilung von Anfall- und Sammelstellen sowie der

Recyclinganlagen erschweren die Berechnung der Logistikkosten. Deswegen ist offen, ob die von PV Cycle berechneten Kosten eingehalten werden können (Workshop PV EoL Recycling, 11.12.2009). Über PV Cycle sollen derzeit nur die Logistikkosten auf die Hersteller umgelegt werden. Die Recyclingkosten, Recyclingpartner und wer die Recyclingkosten übernehmen wird, sind noch nicht bekannt. Die Art des Recyclings (hochwertig oder Downcycling) ist abhängig von Prozessen, Wertstoffpreisen und Annahmegebühren.

*Vielzahl der Produkte:* Derzeit dominiert die Siliziumtechnologie. Unklar ist, wie sich in Zukunft die Modulbauweise und die Marktanteile der unterschiedlichen Technologien entwickeln und welchen Stellenwert neue Technologien (Farbstoff-, Konzentrator- oder organische Solarzellen) einnehmen. Auch könnten in Zukunft neue flexible und dünne Photovoltaiktechnologien vermehrt in elektrische oder elektronische Produkte (z.B. mobile Endgeräte) oder auch in Kleidung oder Taschen als dezentraler Energieerzeuger integriert werden. Bei der Einbettung von PV in andere Produkte stellen sich neue, dem Elektronikschrottreycling ähnliche, Herausforderungen wie illegale Exporte, die Dissipation, das Gelangen der Produkte in den Hausmüll und technologische Herausforderungen des Recyclings kleiner elektronischer Bauteile.

*Floatglasrecycling:* Module bestehen zwischen 75 % und 96 % (rahmenlose Module) aus Glas (Sander et al. 2007). Neben den Rahmenmaterialien liegt die bedeutendste Wertschöpfung im Glas. Allerdings ist die Trennung von EVA oder Silizium vom Glas aufwändig. Ist der Silizium- oder Kunststoffanteil in der Glasfraktion zu hoch, können die Anforderungen für die Floatglasherstellung nicht erfüllt werden. Es findet ein Downcycling zu Glaswolle, Faserglas und Behälterglas statt. Für Glasbruch werden 20 € bis 25 € pro Tonne gezahlt (Workshop PV EoL Recycling, 11.12.2009). Je sauberer das zurückgewonnene Glas ist, desto höhere Preise können erzielt werden und somit unter Abwägung von Aufwand und Kosten der Glasaufbereitung die Wirtschaftlichkeit des gesamten Recycling-Prozesses erhöht werden. Allerdings sind die derzeit anfallenden Mengen Altglas aus dem PV-Recycling gering. In der derzeitigen wirtschaftlichen Situation, in der Glasöfen abgeschaltet wurden, ist es somit schwierig, einen Abnehmer für diese Mengen zu finden. Zusätzlich hängt das Recycling auch von wirtschaftlichen Faktoren wie den Transportkosten zum Glasrecycler ab.

*Erfassung und Recycling von Halbleitern und Metallen:* Gerade in der Dünnschichttechnologie ist der Massenanteil der Beschichtungsmaterialien mit ca. 0,1 % am Modulgewicht gering. Die Halbleiterschichten sind nur wenige Mikrometer dick. Die Kosten der Halbleiterrückgewinnung übersteigen ihren Materialwert. Die hohen Kosten entstehen hauptsächlich durch die Glasentschichtung. Bei toxischen Komponenten wie Cadmium müssen spezielle Vorkehrungen getroffen werden, die kostentreibend sind, während beispielsweise die Behandlung von amorphem Silizium unkritisch ist. Unterschiedliche Technologien führen also zu unterschiedlichen Kosten beim Behandlungs- und Recyclingprozess. Die hohe Fluktuation der Sekundärrohstoffpreise erhöht die Schwierigkeit einer Wirtschaftlichkeitsberechnung.

*Aufwändige Entschichtungsprozesse:* Da der Anteil der Rückläufe von EoL-Produkten gering ist, ist es für die Verfahren wichtig, dass sie auch Produktionsausschüsse verarbeiten können. Deswegen sind die kommerziellen wie auch die bekannten Laborverfahren darauf ausgerichtet, möglichst beide Abfallarten zu verwerten. Dabei haben sich in den kommerziellen Verfahren für die Entfernung der aktiven Schichten die nasschemischen Schritte durchgesetzt. Allerdings scheinen (nass-)mechanische Schritte wegen der Vermeidung von Chemikalien die ökologischere Lösung zu sein, haben jedoch relevante Nachteile wie schlechte Selektivität, niedrige Anreicherung der Wertstoffe und hoher Prozessaufwand. Nach der Entschichtung müssen die Lösungen aufkonzentriert werden, um sie einer Raffination zu übergeben, in der die hochreinen Rohstoffe wiederhergestellt werden können. Die technischen Prozesse der Raffinerien sind jedoch aufwändig und somit teuer. Die Produkte (Konzentrate, Filterkuchen) müssen genaue Spezifikationen erfüllen (z.B. Anreicherungsgrad, Vermeidung von Störstoffen etc.) damit die Schmelzen sie verarbeiten können und die Metallausbeute besonders hoch ist. Je größer die Materialvielfalt desto wahrscheinlicher ist es, dass ein Material nur auf Kosten eines anderen gewonnen werden kann (sogenanntes Konzentrationsdilemma).

*Fehlende integrierte und kombinierte Verfahren für Dünnschichttechnologien und ähnliche Produkte:* Ein gemeinsamer Prozess für unterschiedliche Dünnschichttechnologien (CdTe, CIGS) ist nicht in jedem Fall umsetzbar, da die nasschemische Behandlung der Module an die jeweilige Dünnschichttechnologie angepasst sein muss. Erfolgversprechend sieht das Pilotverfahren der Vakuumsaugstrahltechnik aus, mit der man bei unterschiedlichen Dünnschicht-Technologien Schichten abtrennen kann. Zwar wurden bei den Recyclingverfahren die mechanischen Prozesse zur Trennung des Modulverbundes von verwandten Technologien wie Displays übernommen, ein kombiniertes Verfahren, mit dem mehrere unterschiedliche Produkte (z.B. Dünnschichtphotovoltaikmodule, Displays oder beschichtete Gläser) verarbeitet werden können, existiert jedoch nicht.

*Zielkonflikt zwischen einfacher Trennung des Modulverbundes und Langzeitstabilität:* Viele recyclinggerechte Ansätze scheitern an höheren Produktionskosten durch aufwändigere Herstellungsprozesse. So werden nur Designansätze umgesetzt, die zu Kostenvorteilen im Produktionsprozess führen. Der Fokus der PV-Industrie liegt derzeit auf der Verlängerung der Lebensdauer und somit auf einem eher festeren Modulverbund. Deswegen werden keine Designansätze umgesetzt, die Qualität und Lebensdauer der Module negativ beeinflussen könnten. Um eine Lebensdauer von 20 Jahren und mehr zu gewährleisten, werden die Module mit dem Kunststoff EVA so gut wie möglich verklebt. Zudem werden statt EVA-Folien derzeit auch neue Klebstoffe gegen eindringende Feuchtigkeit erprobt. Dadurch wird es aufwändiger, den Verbund zu lösen. Ein fester Modulverbund steht im Zielkonflikt mit einer einfachen Trennung des Modulverbundes beim Recycling.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, wurden im Roadmapprozess mit den beteiligten Experten auf einem Workshop am 11.12.2009 in Berlin strategische Expunkte definiert, die im folgenden ausgeführt werden



- Aufbau eines globalen, europaweiten und herstellerübergreifenden Rücknahmesystems,
- Entwicklung integrierter Recyclinglösungen,
- Closed Loops von Massenwerkstoffen und seltenen Metallen,
- Design for Recycling.

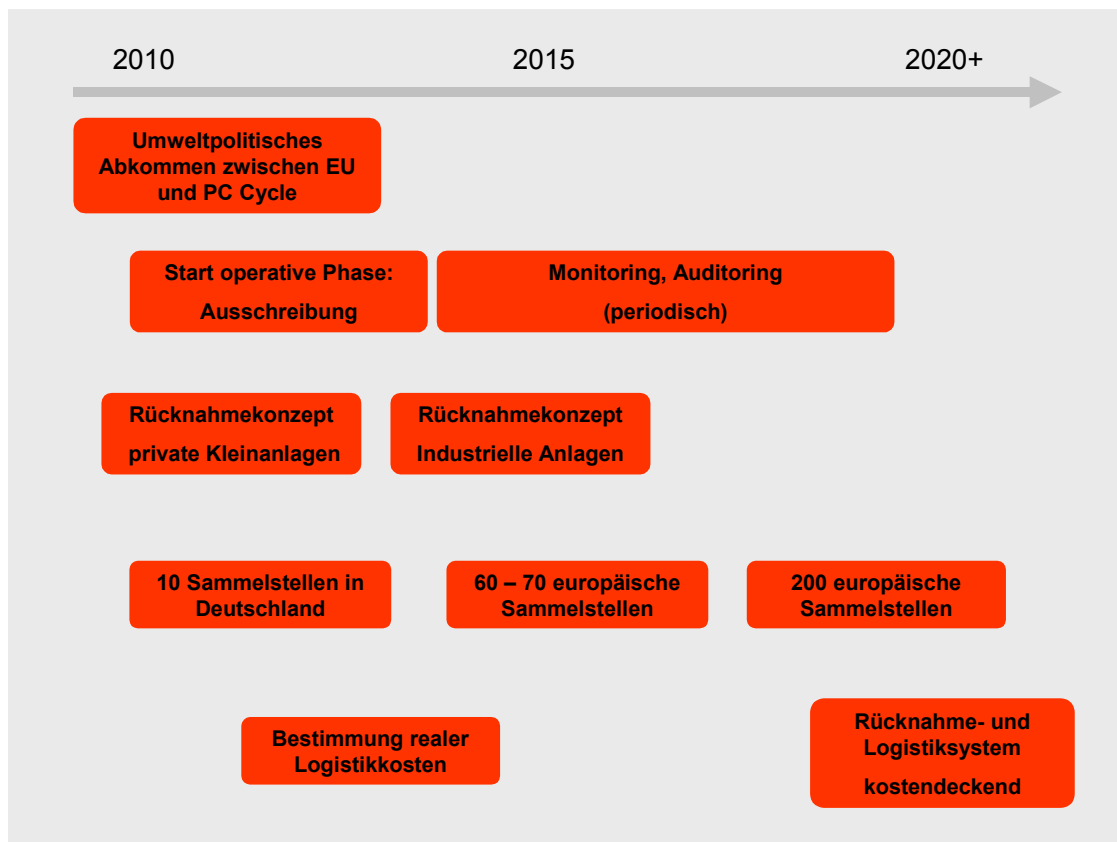
### **5.3.1 Globale und herstellerübergreifende Rücknahmesysteme**

Eine zentrale Voraussetzung für effizientes Recycling von Solaranlagen ist die Schaffung eines Sammelsystems. Angesichts des weltweiten Marktes und dem Bedeutungszuwachs anderer Regionen als Produktions- und Abnehmermärkte (Asien, USA) geht es darum, länderübergreifende und weltweite Rücknahme- und Recyclinginfrastrukturen zu entwickeln. Zur Zeit existieren weltweit keine gesetzlichen Verpflichtungen zur Sammlung und Rücknahme von Photovoltaikmodulen. Um ein freiwilliges Rücknahme- und Recycling-Programm für Altmodule aufzubauen, wurde für den europäischen Raum PV-Cycle im Juli 2007 von Unternehmen der Photovoltaikindustrie gegründet. Im Dezember 2008 wurde eine Erklärung zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung mit folgenden Richtwerten abgegeben: 65 % der installierten Module sollen gesammelt und 90 % der Module verwertet werden. Mittlerweile hat die Initiative nach eigenen Angaben so viele Mitglieder gewinnen können, dass 85 % der in Europa verkauften Leistung repräsentiert werden. Auch chinesische und taiwanesischen Produzenten sind der Initiative beigetreten. Vollwertige Mitglieder können Hersteller, Importeure und Vertriebspartner werden, während assoziierte Mitglieder die gesamte Wertschöpfungskette (Großhändler, Installateure, Forschungsunternehmen etc.) umfasst.

Das Rücknahmesystem von PV-Cycle wird zeitlich und räumlich schrittweise abhängig von der Marktdurchdringung und somit den zu erwartenden Abfallmengen entwickelt. Folgende Schritte definieren Meilensteine des PV Cycle angestrebten Aufbaus eines herstellerübergreifenden und europaweiten Rücknahme- und Recyclingsystems:



Abb. 30: Meilensteine für ein herstellerübergreifendes Rücknahme und Logistiksystem



Quelle: Workshop End of Life Recycling, 11.12.2009, Berlin

Ein *umweltpolitisches Abkommen* wurde mit der EU-Kommission abgeschlossen. Dabei wird von der Sammelquote von 65 % abgewichen, da nicht garantiert werden kann, dass die Module am Ende der Lebensdauer auch wirklich deinstalliert werden.

2010 begann die *operative Phase zunächst Deutschland* als dem wichtigsten Pilotmarkt. Neben den Herstellern ist auch die Recyclingwirtschaft (z.B. Glas- und Metallrecycler) in das System integriert.

*Aufbau eines Monitoringsystems mit Berichten:* PV Cycle ist eine Clearing-Stelle, das heißt der Verein übernimmt alle Dokumentations- und Berichtspflichten gegenüber der europäischen Kommission und den nationalen Behörden. Ein jährlicher *Bericht* der Aktivitäten soll an die europäische Kommission und nationalen Behörden übergeben werden. Die *Daten* über die in den Markt gebrachten Module werden über einen Dritten gesammelt (Blackboxsystem). Es ist vorgesehen, die Daten von unabhängigen „Auditoren“ prüfen zu lassen.

*Rücknahmekonzepte:* Für die Rücknahme sind zwei verschiedene Konzepte geplant, eines für kleine PV-Anlagen (Privatpersonen) und eines für industrielle Großanlagen.

Für große Freiflächenanlagen und große kommerzielle Anlagen wird diskutiert, den Vertragspartner zum Rückbau zu verpflichten, wie es derzeit in vielen Kommunen bei Freiflächenanlagen schon geschieht. Auch die Kreditvergabe der Banken könnte an eine Rückbau- und Recyclingvereinbarung geknüpft werden. Bei Hausanlagen wäre eine Verpflichtung zum Rückbau nach einer bestimmten Laufzeit schwierig, weil somit in das persönliche Recht eingegriffen würde, die Anlage auch noch nach der garantierten Laufzeit weiter laufen zu lassen. Vor allem, weil sie spätestens nach 20 Jahren abgeschrieben ist und somit kostengünstig Strom produziert. Bei Erneuerung der Anlage könnten die Altmodule von den Installateuren zurückgenommen und in die entsprechenden Verwertungswege geleitet werden („reverse logistic“).

*Aufbau eines Netzwerkes aus Sammelstellen:* Abhängig von der Marktdurchdringung und dem steigenden Modulabfall können schrittweise Sammelstellen zur Abgabe von Modulen, die entsprechende Logistik und Recyclingkapazitäten aufgebaut werden. Dabei sollten Synergien mit existierenden Rücknahme- und Logistiksystemen sowie durch eine gemeinsame herstellerübergreifende flächendeckende Sammlung genutzt werden. Durch die Synergieeffekte können Logistikkosten gesenkt und kritische Mengen zum Aufbau und wirtschaftlichem Betrieb von Recyclinganlagen zur Verfügung gestellt werden. Die Sammelstellen könnten sich bei Installateuren und Großhändlern befinden, wo kristalline und Dünnschicht-Module getrennt gesammelt werden. Mittelfristig können auch kommunale Sammelstellen eingebunden werden. Als erstes wird von PV Cycle das System in Deutschland getestet, danach auf Österreich und die Schweiz ausgeweitet. In Deutschland sind vorerst 10 in Zukunft 60 bis 70 Sammelstellen vorgesehen, bis 2020 könnten es europaweit rund 200 Sammelstellen sein.

*Kostendeckendes Logistiksystem:* Die Logistikbeiträge werden kollektiv von den PV-Cycle-Mitgliedern gezahlt. Die in den Verkehr gebrachten Mengen bestimmen den Logistikbeitrag in Euro pro Kilogramm. In Zukunft könnte nach Vorstellungen von PV Cycle der Betrag auch nach Fläche ( $m^2$ ), nach Leistung ( $W_p$ ) oder nach Technologieart errechnet werden. Für 2010 wurden die operationalen *Kosten*, die die Mitglieder an PV Cycle zu zahlen haben, auf 0,24 Euro pro Kilogramm der in den Markt gebrachten Module festgelegt. Die realen Kosten sind derzeit nicht bekannt. Deswegen wird 2010 der Betrag für das Jahr 2011 neu bestimmt. Abhängig von der Menge der Altmodule sollten bis 2015 Sammelstellen in ganz Europa entstehen. Ziel ist, bis 2020 kostendeckend zu wirtschaften. Nicht gelöst ist bislang die „Trittbrettfahrer-Problematik“. Solange es neben der freiwilligen Selbstverpflichtung keine gesetzlichen Regelungen gibt, ist eine freiwillige Selbstverpflichtung für ihre Unterzeichner ein Marktnachteil, weil für sie Logistik- und Recyclingkosten entstehen, die andere nicht tragen müssen. Der Gesetzgeber ist deshalb gefragt, Importeure und Hersteller, die nicht in PV Cycle sind, über das Gesetz zu erfassen. Für den Aufbau des Logistiksystems könnten die Katasterdaten der Bundesnetzagentur genutzt werden, die im Rahmen der für die EEG Förderung verpflichtenden Registrierung ab Januar 2009 erhoben werden. Alle Neuanlagen sind der Bundesnetzagentur mit Angaben zu Standort und Leistung an ein zentrales Kataster zu melden. Allerdings sorgt das Kataster derzeit nur dafür, dass die Förderung 20 Jahre bezahlt wird, nicht aber, dass die Anlage auch rückgebaut oder aus-

getauschte Teile zurückgeführt werden. Es sollte geprüft werden, wie und ob dieses Kataster für das Rücknahmeprogramm von PV Cycle sowie den gezielten Rückbau oder die Zurückführung ausgetauschter Teile genutzt werden kann. Für Importeure, Hersteller und Vertreiber von PV-Modulen, die nicht Mitglied von PV-Cyle sind, sollte eine gesetzliche Lösung für die Rücknahme und ein hochwertiges Recycling geschaffen werden. Somit können Verzerrungen des Marktes, die durch zusätzliche Logistik- und Recyclingkosten entstehen und sich auf die Preise niederschlagen, vermieden werden.

## **Maßnahmen und Anforderungen**

### Recyclingwirtschaft

- Stufenweiser und skalierbarer Aufbau von Sammelstellen abhängig von der Marktdurchdringung,
- Integration in bestehende Logistik-, Rücknahme- und Recyclingsysteme,
- Kontinuierliche Verbesserung durch „reverse logistics“,
- Aufbau von Recyclingkapazitäten.

### PV-Industrie

- Auswertung der Erfahrungen,
- Monitoring der Kosten,
- Intensive Kommunikations- und Informationspolitik.

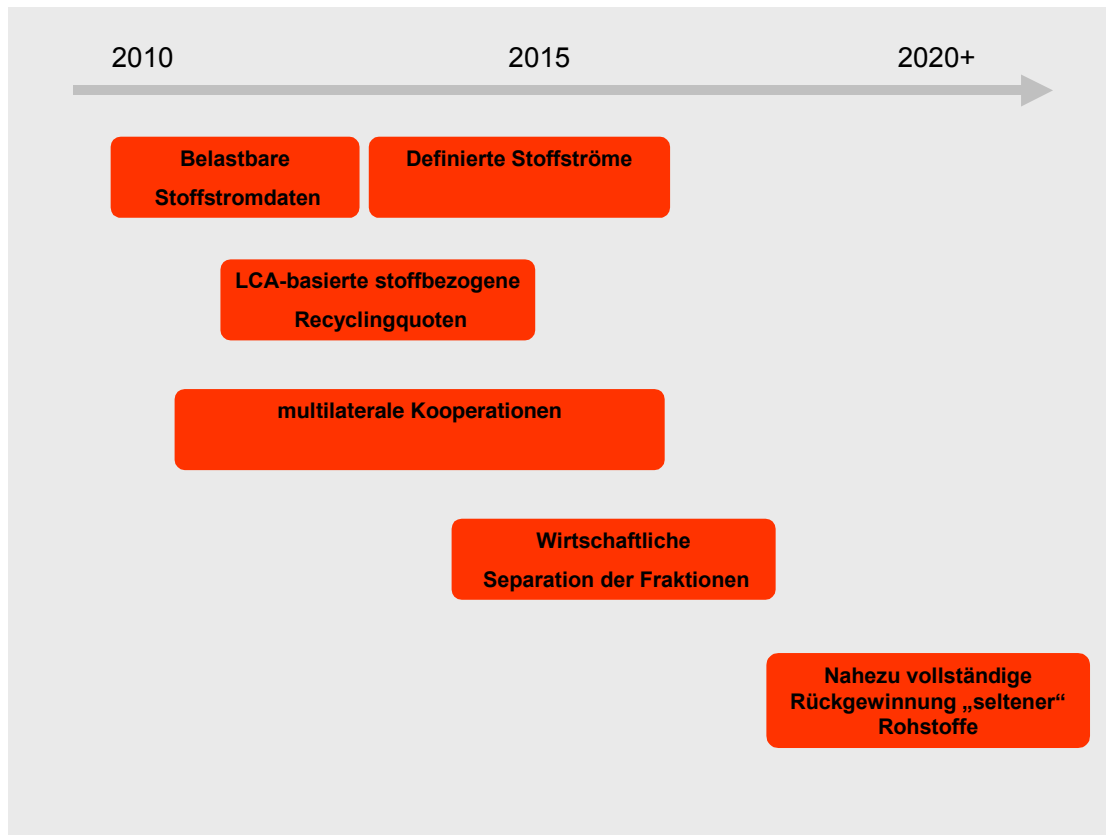
### Forschung und Entwicklung

- Simulationsmodelle zur Verbesserung der Rücknahmelogistik (ökologisch, wirtschaftlich).
- Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen
- Lösung der Trittbrettfahrer-Problematik bei der freiwilligen Selbstverpflichtung (gleiche Marktbedingungen für alle) z.B. über Deponierungsverbot oder Recyclingpflicht.
- Einführung einer Vertragsverpflichtung zum Rückbau von industriellen Anlagen (z.B. bei Kreditvergabe).

## **5.3.2 Integrierte Recyclinglösungen**

Integriertes Recycling bedeutet die Nutzung existierender Logistiksysteme und Nutzen von Synergien zum Recycling anderer Produkte (Glas, Displays etc.). Statt PV-spezifischer Insellösungen können externe Recyclingunternehmen bspw. unterschiedliche PV-Technologien, Displays und beschichtete Gläser in einer integrierten Anlage verwerten.

Abb. 31: Meilensteine zur Realisierung integrierter Recyclinglösungen



Quelle: Workshop End of Life Recycling, 11.12.2009, Berlin

Belastbare Daten über die Entwicklung der Stoffströme liegen bis dato kaum vor. Unsicher sind Rückflüsse und Recyclingmengen. Offen ist, um welche Materialfraktionen es sich konkret handeln wird. Hier herrscht erheblicher Forschungsbedarf. Bis 2012 sollte ein Stoffstrommodell existieren, das die zu erwartenden Stoffströme abbildet, so dass sich die Industrie und Recyclingunternehmen darauf einstellen können. Grundlegend ist dabei das Monitoring der in den Markt gebrachten Module von PV Cycle.

Bei der Entwicklung und dem Aufbau von Recyclinganlagen sollte auf die örtliche Nähe zu PV-Industrie und Zulieferern, insbesondere der Glasindustrie, geachtet werden, um multilaterale Kooperationen zu ermöglichen und so Transportkosten- und -aufwand niedrig zu halten. Bei den Verfahren sollten mögliche Synergien zu anderen Technologien (Flachbildschirme, beschichtete Gläser, Elektronikkomponenten etc.) genutzt werden, um wirtschaftliche Effizienzpotenziale zu heben.

Werden kritische Mengen zum wirtschaftlichen Betrieb einer Recyclinganlage (größer 10.000 Tonnen/a) erreicht, wird es auch für externe Recyclingunternehmen lukrativ, sich dem Abfall anzunehmen. Für die Behandlung von Dünnschichtmodulen müssen

mechanische, thermische und chemische Verfahren kombiniert werden, um neben den Massenwertstoffen auch die Dünnschichtmaterialien zurückzugewinnen. Anlagen sollten mit wachsenden Abfallmengen hochskalierbar sein. Voraussetzung für ein wirtschaftliches Recycling ist außerdem die Separation der Module in Komponenten und Fraktionen, die einen möglichst hohen Erlös bringen. Eine Vergleichbarkeit der bekannten Recyclingverfahren ist wegen der unterschiedlichen Entwicklungsstadien, anderer Prozesse und Systemgrenzen schwierig. Es fehlt noch an wissenschaftlich fundierten Daten, um stoffbezogene Recyclingziele belastbar definieren zu können u.a. weil für die Analysen die Energie- und Emissionsfaktoren der Herstellung von Kuppelprodukten wie Indium oder Tellur fehlen bzw. veraltet sind (Fthenakis et al. 2008). Zu klären ist das Verhältnis zwischen der Erhöhung der Rohstoffverfügbarkeit durch ihre Wiedergewinnung und den Umweltwirkungen, die dadurch entstehen. Um die unterschiedlichen Recyclingprozesse vergleichen zu können und stoffbezogene Recyclingziele zu definieren, wäre ein Benchmarking geeignet. Denkbar ist eine Verbindung von LCA Parametern mit Rückgewinnungsraten (bspw. Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm recyceltem Metall).

Als zentrales Ziel wird die (nahezu vollständige) Rückgewinnung der dissipativ eingesetzten Halbleiter und Metalle gesehen. Die Hauptaufgaben liegen hier in der Optimierung der Recyclingketten. Ein wirtschaftliches Recycling der Halbleitermaterialien, die nur in geringer Konzentration im Endprodukt vorliegen, erfordert eine Spezialisierung und eine entsprechende Infrastruktur. Um das Recycling der Halbleitermetalle zu unterstützen, sollten nicht nur massenbezogene Recyclingziele definiert werden, sondern (auf der Basis von Lebenszyklusdaten) auch spezielle Recyclingziele für diese Stoffe. Halbleitermetalle und Spurenstoffe gelangen sonst in die Hauptströme von Behandlungsanlagen und gehen unwiederbringlich verloren.

#### **Leuchtturmprojekt: Cluster für integrierte Recyclingmodelle**

In einem integrierten Industriestandort („Cluster“) sollten sich in Zukunft Unternehmen entlang der Photovoltaik-Wertschöpfungskette einschließlich des Recyclings ansiedeln. Eine Kooperation für integrierte Recyclinglösungen kann systematisch die unterschiedlichen Anforderungen der verschiedenen Akteure identifizieren und aufeinander abstimmen (Entwicklung eines einheitlichen Monitorings, Erfolgskontrolle, Abstimmung der Produktspezifikationen etc.). Wegen der räumlichen Nähe können Logistikkosten gesenkt, Schnittstellen optimiert und Forschung und Entwicklung gemeinsam koordiniert werden. So könnten beispielsweise Glasabfälle aus der PV-Produktion sowie Altglas einer integrierten Recyclinganlage für Altmodule, Displays und Glas einem Floatglasproduzenten vor Ort übergeben werden.

## **Maßnahmen und Anforderungen**

### Recyclingwirtschaft

- Einbindung von Glas-, Metall- und Elektronikschrott-Recyclingunternehmen

### PV-Industrie

- Multilaterale Kooperation mit Zulieferern, verwandten Industrien sowie der Glas- und Metallurgie-Industrie

### F+E

- Stoffstrommodell zu den Recyclingflüssen der Modulmaterialien
- Verhältnis LCA und Rohstoffverfügbarkeit
- Synergien durch gemeinsames Recycling mit anderen Technologien (Displays, beschichtete Gläser, Elektronikbauteilen ...) identifizieren und anwenden
- Harmonisierung und Update der LCAs von Recyclingverfahren und -pfaden
- Benchmarking der Verfahren

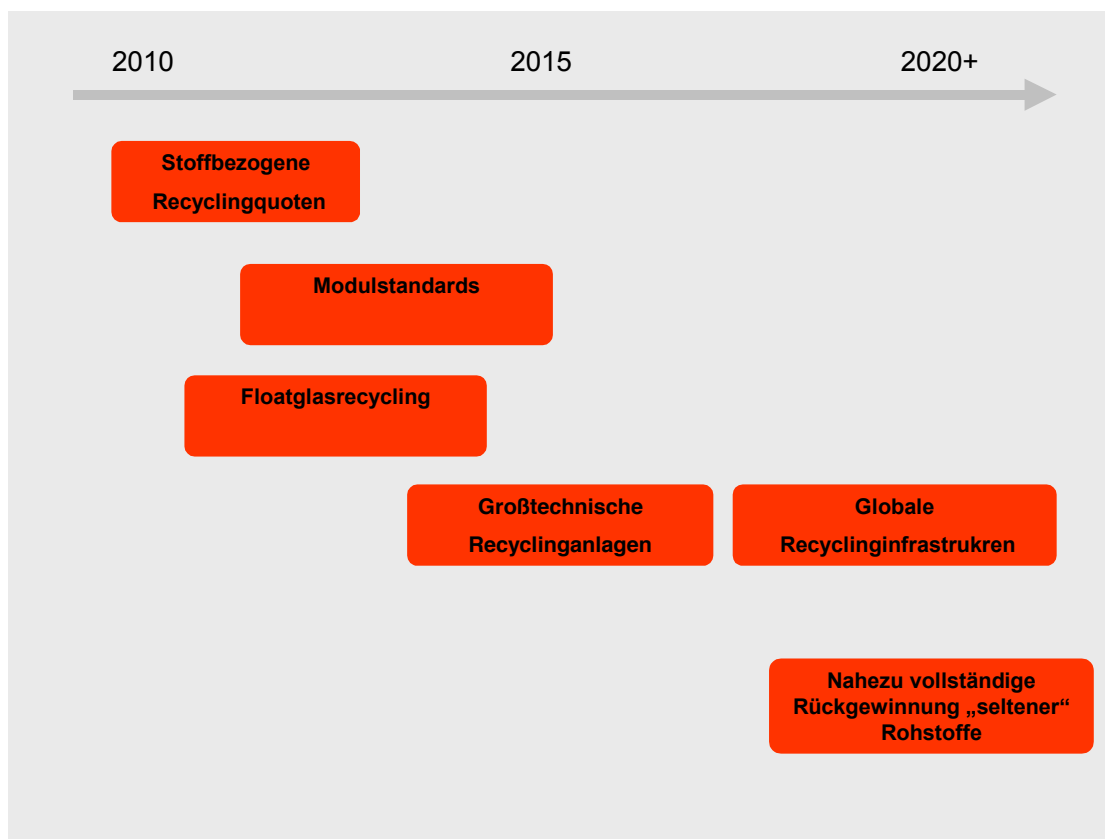
### **5.3.3 Hochwertige Stoffkreisläufe für Massenfraktionen und seltene Metalle**

Dem effizienten und intelligenten Recycling kommt in Zukunft eine Schlüsselposition zu, u.a. für die Schonung und Verlängerung der Rohstoffbasis und die Verminderung des Energieeinsatzes, des Flächenverbrauchs und der Umweltbelastungen, die bei der Gewinnung und Verarbeitung der notwendigen Materialien entstehen. In

Abb. 32 sind die (auf dem Workshop End of Life Recycling erarbeiteten) Meilensteine aufgeführt, die hochwertige Stoffkreisläufe der Wertstoffe (Glas, Metalle, Halbleiter, (Halb)Metalle etc.) ermöglichen sollen.



Abb. 32: Hochwertige Stoffkreisläufe: Meilensteine



Quelle: Workshop End of Life Recycling, 11.12.2009, Berlin

Da der Gewichtsanteil der Funktionsmaterialien gering ist, wäre statt einer gewichtsbasierten Verwertungsquote eine Rückgewinnungsquote einzelner Stofffraktionen sinnvoll. Dafür müssten differenziert nach einzelnen Materialien/Fraktionen Rückgewinnungsquoten nach Stand der Technik festgelegt werden. Eine 100-prozentige Recyclingquote ist unrealistisch und möglicherweise aus Umweltsicht auch nicht sinnvoll (z.B. wenn der Energieaufwand dafür sehr hoch ist). Die stoffbezogenen Quoten könnten in einem Reviewprozess stufenweise erhöht werden. Dabei muss von unabhängigen Gutachtern überprüft werden, ob die Quoten eingehalten werden. Für stoffbezogene Verwertungsquoten müssen die Modulmaterialien und Massenanteile von den Herstellern offengelegt werden. Wegen der Vielzahl der Produkte könnte eine Standardisierung der Module hilfreich sein.

Die besonders relevanten Materialien (toxische oder seltene Rohstoffe) sollten zu nahezu vollständig zurückgewonnen werden. Damit die Rohstoffe nicht verloren gehen, sind mehrere Maßnahmen zu prüfen:

- Auf gesetzlicher Ebene könnte ein Deponierungsverbot eingeführt werden.

- Der Zugriff auf Altmodule könnte über neue Geschäftsmodelle wie Leasingssysteme, Contractingmodelle oder „reverse logistics“ gesichert werden.
- Die in den Modulen enthaltenen Mengen könnten dem jeweiligen Hersteller auf Rohstoffkonten beim Recycler bzw. der Raffinerie gutgeschrieben werden.

Beim Glasrecycling sind geschlossene Kreisläufe auf gleicher Wertschöpfungsebene besonders schwierig, so dass hier vorerst ein Downcycling (z.B. zu Mineralwolle oder Photovoltaik-Rückgläsern) erlaubt sein sollte. Das Problem der unterschiedlichen Glastypen könnte mittelfristig durch Standards mit entsprechenden Kennzeichnungen der Inhaltsstoffe gelöst werden. Um die Spezifikation für das Floatglasrecycling zu erfüllen, müssen neue Trennverfahren entwickelt und umgesetzt werden, so dass die Glasfraktion möglichst wenig verunreinigt ist.

Um eine möglichst positive Energie- und Umweltbilanz zu erreichen, sollte bei den Recyclingprozessen auf die Energieeffizienz geachtet werden. Die Energieeffizienz der Recyclingprozesse spiegelt sich auch in der Wirtschaftlichkeit der Verfahren wider. Beispielsweise ist es mit enormen Energieaufwand verbunden, während der Pyrolyse der Kunststoffe ebenfalls das Glas auf 500°C zu erwärmen.

Große Potenziale des Recyclings hochangereicherter Produktionsabfälle werden derzeit noch nicht genutzt. Die Produktionsabfallmengen der Hersteller könnten gebündelt werden, damit für den wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage entsprechende Mengen zur Verfügung stehen. Dünnschicht-Hersteller könnten in Kooperation eine gemeinsame Recyclinganlage aufbauen, die Garantierückläufer, Halbzeuge und langfristig auch Altmodule recycelt und mit wachsenden Abfallmengen hochskaliert werden kann. Wegen Bedenken der Hersteller, dass von dem Abfall auf die Produktionsprozesse geschlossen werden kann, kann diese Aufgabe nur ein „neutraler“ Dritter übernehmen.

Ein Export von benutzten Modulen in Entwicklungs- und Schwellenländer ist im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung zielführend. Allerdings werden in Schwellen- oder Entwicklungsländern die Altprodukte zumeist gar nicht oder nur ineffizient verwertet. Deswegen sind langfristig (2020+) globale Stoffkreisläufe, verbunden mit globalen Rahmenbedingungen und einem Technologietransfer von Recyclinganlagen, notwendig.

#### **Leuchtturmprojekt: Aufbau eines Pilotverfahren für das CIS-Recycling**

Wegen steigender Abfallmengen wird das Recycling der CIS Altmodule erst in Zukunft relevant. Würden jedoch die CIS Hersteller ihre Produktionsabfälle bündeln, könnte es wirtschaftlich interessant werden, eine Pilotanlage aufzubauen. Allerdings müsste das Recyclingunternehmen ein zu Vertraulichkeit verpflichteter Dritter sein, da über die Analyse der Produktionsabfälle auf sehr sensitive Kennzahlen der Produktionsprozesse geschlossen werden kann.

Ein Konsortium der CIS-Hersteller in Deutschland könnte eine neutrale Firma damit beauftragen, eine Pilotanlage für Produktionsabfall aufzubauen. In Betracht käme ein Entsorgungsbetrieb mit Erfahrung in nasschemischer Aufbereitung. Das notwendige

zusätzliche Know-how über CIS Recycling könnte so eingebracht werden. Der Aufbau eines Prozesses im Pilotmaßstab wäre innerhalb von zwei Jahren möglich (Workshop End of Life Recycling, 11.12.2009, Berlin).

## **Maßnahmen und Anforderungen**

### Forschung und Entwicklung

- Verbesserung der Selektions- und Anreicherungsverfahren für Halbleiter und Metalle,
- Entwicklung von Trennverfahren für Glas-Silizium bzw. Glas-Kunststoff Gemische,
- Erhöhung der Rückgewinnungsquoten,
- Optimierung der Umweltbilanz.

### PV-Industrie

- Deklaration der Modulmaterialien und Inhaltsstoffe,
- Umsetzung von Laborverfahren in großtechnische Anlagen,
- Monitoring des Rohstoffeinsatzes.

### Recyclingwirtschaft

- Umsetzung von Laborverfahren in großtechnische Anlagen.

### Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen

- Unabhängiges Controlling der Erfassungs- und Recyclingquoten,
- Festlegung stoffbezogener differenzierter Rückgewinnungsquoten in Prozent,
- Stufenweise Erhöhung der Quoten (Review Process),
- Deponierungsverbot oder Recyclingpflicht.

## **5.3.4 Recyclinggerechte Modulansätze**

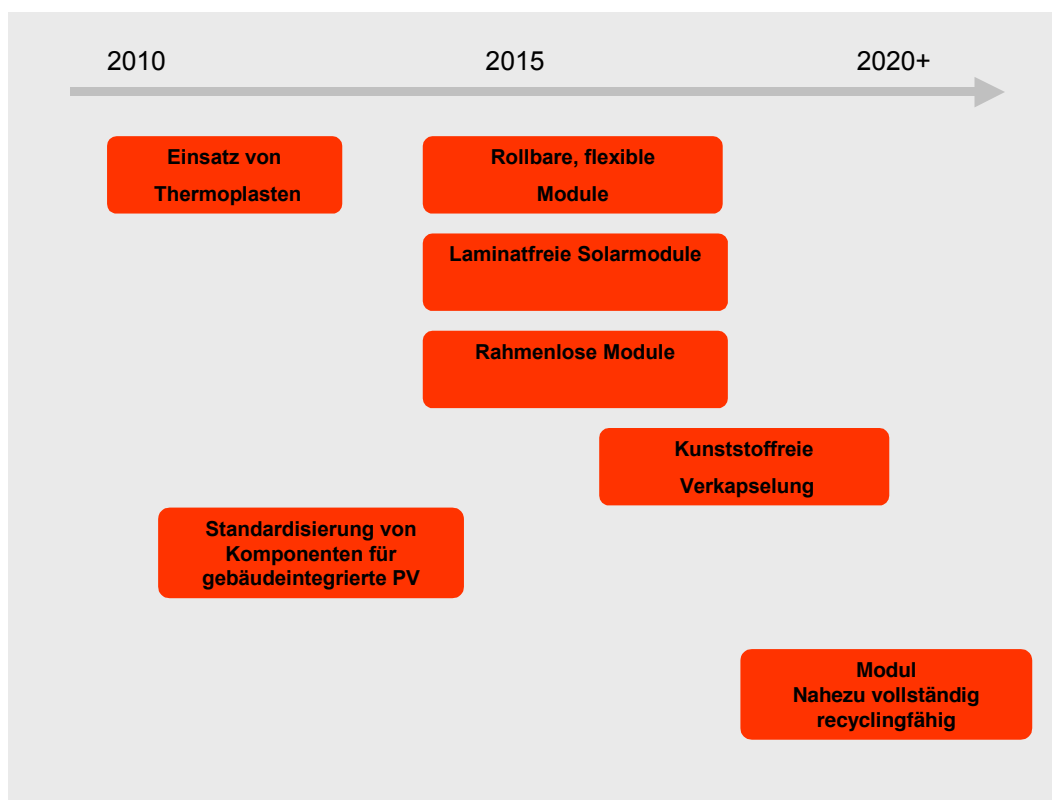
Entscheidend für eine ressourceneffiziente und schonende Gestaltung der Photovoltaik sind neuartige Zell- und Modulkonzepte, die demontage- und recyclinggerechte Anforderungen berücksichtigen. Ziel sollte sein, Materialien einzusetzen, die nicht verbrannt werden, sondern stofflich zurückgeführt werden können.

Folgende Beispiele zeigen Möglichkeiten für ein recyclinggerechtes Design (Workshop End of Life Recycling, 11.12.2009, Berlin):

- Ersatz des Al-Rahmens durch einen von hinten aufgeklebten Stahlrahmen, der leichter zu entfernen ist und für den auch weniger Material verwendet wird.
- Rahmenlose Module: Verbesserung der Umweltbilanz über den Lebenszyklus; Reduktion der Kosten und einer Komponente, die man nicht mehr auseinandernehmen muss.

- Verschraubte Rahmen mit Ring aus „shape memory alloys“, der sich bei Erwärmung erweitert und die Schraube durchfallen lässt.
- Leichtere Trennung durch Einsatz von Thermoplasten als Verkapselungs-material
- Versiegelung der Gläser ähnlich der Thermoisolationfenster.
- Die Verwendung von Trennfolien über den Zellen erlaubt den Austausch einzelner Zellen und eine einfachere Trennung der Module in seine Komponenten. Allerdings ist der Produktionsprozess aufwändig.

Abb. 33: Neue Moduldesigns: Meilensteine



Quelle: Workshop End of Life Recycling, 11.12.2009, Berlin

Insgesamt bedürfen die Maßnahmen aus Umweltsicht einer kritischen Überprüfung. So kann die Einbettung von Solarzellen in Dachziegel die kompletten Dachsanierungsintervalle verkürzen und in einer Systembetrachtung gegebenenfalls schlechter abschneiden als eine Aufständigung. Neue Technologien wie rollbare und flexible oder druckbare Photovoltaik könnten nur halb so lange halten wie heutige Module. Da weder für die klassischen Module noch für die neuen Technologien die wirkliche Lebens-

dauer bekannt ist, besteht noch Bedarf, die Alterungsprozesse von Modulen besser zu verstehen.

## **Maßnahmen und Anforderungen**

### Forschung und Entwicklung

- Entwicklung kunststofffreier Verkapselungsmaterialien
- Erforschung der Alterungsprozesse

### PV-Industrie

- Materialien hoher Recyclingfähigkeit entwickeln und einsetzen
- Einfach zerlegbare Module langer Lebensdauer entwickeln
- Substitution umweltschädlicher Stoffe (z.B. von bleihaltigen Loten)

## **5.4 Fazit**

Die Photovoltaik ist eine Schlüsseltechnologie mit hohem Innovations- und Effizienzpotenzial. Die Industrie hat in den letzten Jahren eine Reihe von Maßnahmen realisiert, um die Materialeffizienz zu verbessern. Die Low Hanging Fruits in der Fertigung sind faktisch bereits weitgehend erschlossen. Doch die Möglichkeiten, mit weniger Material zu produzieren und die Ressourcen zu schonen sind damit noch längs nicht ausgeschöpft. Noch bestehende kurzfristige Potenziale befinden sich hauptsächlich bei der Herstellung von SoG-Si aus MG-Si, dem Einsatz des Flussbettreaktors als auch des Free Space Reaktors für die Herstellung von SoG-Si. Kurzfristig umsetzbar sind auch rahmenlose Module, die Reduzierung der Glasdicke ist ebenfalls kurz- bis mittelfristig realisierbar und besonders relevant für die Erschließung von Material- und Energieeinsparpotenzialen. Langfristig von Relevanz ist vor allem das elektromagnetische Verfahren, zur Herstellung von Silizium in ausreichender Qualität und zu akzeptablen Kosten. Von hoher Bedeutung und auch erst in langfristiger Sicht sind neuartige Zell- und Modulkonzepte zu erwarten, die materialeffizient sich mit den Anforderungen der industriellen Produktion verknüpfen lassen. Der Aufwand, um weitere Potenziale in den etablierten Fertigungsprozessen zu erschließen, nimmt erheblich zu.

Dabei gibt es noch eine Reihe von Hemmnissen zu überwinden. Die Umstellung von Anlagen erfordert erhöhte Investitionskosten, die technologische Komplexität mancher Prozesse und Qualitätsprobleme (Reinheitsgrad des Solarsiliziums) sind noch zu lösen. Relativ unsicher ist die Einschätzung bezüglich des Recyclings von Produktionsabfällen, gleichwohl es ein beachtenswertes Potenzial gibt, die Unsicherheit bei der Umsetzung entsprechender Konzepte ist hier am größten.

Abb. 34: Relevanz und Zeithorizonte von Maßnahmen bei der Fertigung von c-Si-Modulen



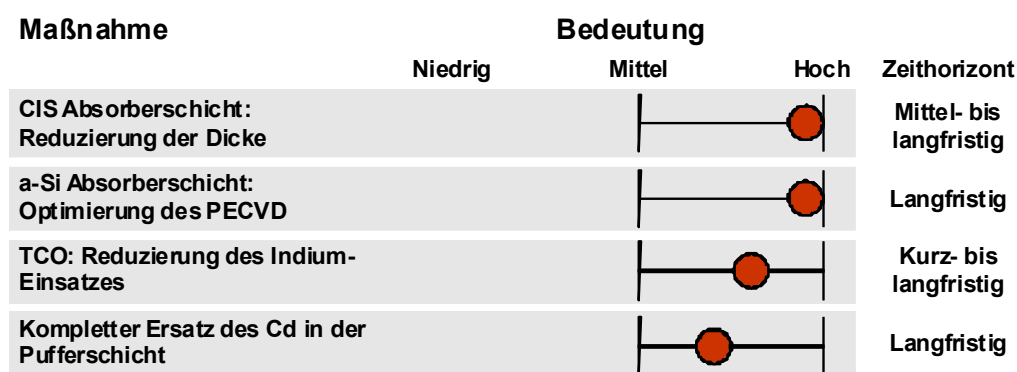
Quelle: Workshop "Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der PV-Fertigung", IZT, Berlin 3.11.2009

Auf absehbare Zeit gibt es keinen „Königsweg“ für eine ressourceneffiziente Photovoltaik, vielmehr sind Einzelfallprüfungen notwendig, um Zielkonflikte zwischen verschied-

denen Anforderungen auszubalancieren. So steht die Prozessqualität oft im Konflikt mit Maßnahmen zur Materialeinsparung (z.B. Prozessgasflow im Überangebot, Konditionierung der Sputtertargets) oder zur Energieeinsparung, wie dies beispielsweise bei der Temperaturstabilisierung bei thermischen Prozessen auftritt. Ein anderer Zielkonflikt ist der Einsatz dünnerer Wafer, der eine Verschlechterung der Produktionsausbeute durch höhere Bruchwahrscheinlichkeit und eine Verminderung des Wirkungsgrades verursachen kann. Dies führt zu der Herausforderung für die Weiterentwicklung von Anlagen, Handlingsysteme und Prozesse, den Materialverbrauch zu reduzieren und gleichzeitig die Qualität und Produktionskosten der PV-Produkte zu verbessern. Für die Photovoltaik heißt dies, dass die Forschungs- und Förderanstrengungen auf die Überwindung dieser Hemmnisse verstärkt ausgerichtet werden müssen. Dabei geht es insbesondere um systemische Innovationen durch interdisziplinäre FuE mit Produktentwicklern, Maschinen- und Anlagenbau und Prozesstechnikern.

Die Maßnahmen bei der Dünnschicht-Fertigung wurden ebenfalls nach Bedeutung und Zeithorizont bewertet. Die Ansätze mit dem höchsten Potenzial sind die Optimierung des PECVD-Prozesses bei der Herstellung des a-Si-Absorberschicht und die Reduzierung der Absorberschicht bei der CIS Technologie.

Abb. 35 Auswertung der durch die Interviews identifizierten Maßnahmen zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung bei der Fertigung von Dünnschicht-Modulen



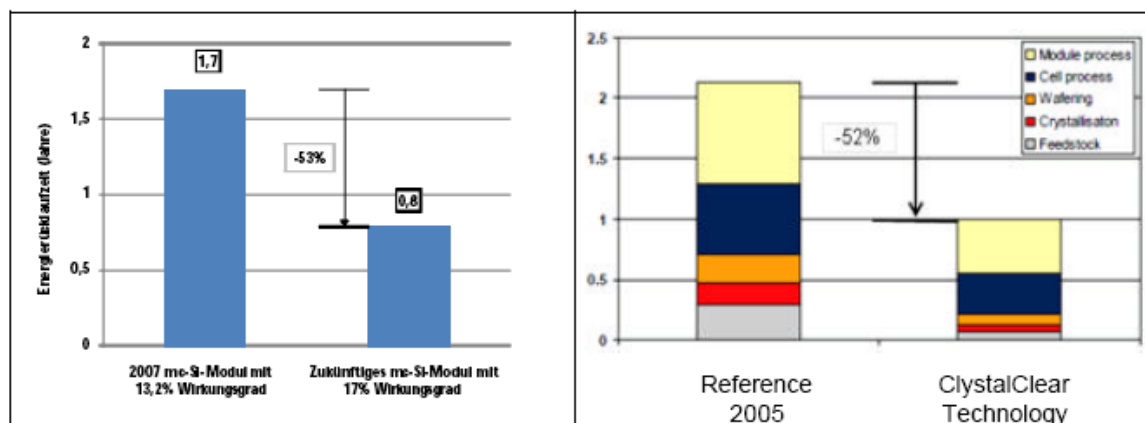
Quelle: Workshop "Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der PV-Fertigung", IZT, Berlin 3.11.2009

Die Analyse der Rohstoffbedarfe hat gezeigt, dass Minimierung des Materialgehalts im Produkt, Erhöhung der Prozessausbeute und Produktionsabfallrecycling heute die effektivsten Materialeffizienzstrategien sind. Eine Wiedergewinnung von Rohstoffen in sehr geringen Mengen (z.B. Dünnschicht-Materialien) aus dem EoL-Abfall ist sehr aufwändig und angesichts der ökonomischen und ökologischen Opportunitätskosten auch fragwürdig. Solange die Photovoltaik so stark wächst, sollte vordringlich in das Produktdesign, die Fertigung und das Produktionsabfallrecycling investiert werden. Für



das EoL-Recycling sind eher geeignete Strukturen aufzubauen, Massenverfahren für gemeinsames Recycling mit defekten Neomodulen zu entwickeln und nach eingehender Prüfung ggf. auch Schwerpunkte (z.B. auf Glas, Stahl, Aluminium und Kupfer) zu setzen, insbesondere auch vor dem Hintergrund sinkender Rohstoffgehalte im Produkt.

Abb. 36: Energierücklaufzeit und Herstellungskosten für ein ressourcenoptimiertes mc-Si-Modul



in Süd-Europa (1700 kWh/m<sup>2</sup>/yr).

Quelle: Alsema, de Wild-Scholten 2007, Sinke et al. 2009

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Material- und Energieeinsparpotenziale erheblich sind. Folgt man den Analysen des CrystalClear Projektes und den Einschätzungen der beteiligten Experten könnte bei kristallinen Silizium-Solarmodulen durch die Erschließung kurz und mittelfristiger Effizienzpotenziale (effizientere SoG-Herstellungsprozesse, Reduktion des Si-Verbrauchs, energieeffizientere Kristallisation, Slurry Recycling, energieeffizientere Zellen- und Modulherstellung, rahmenloses Moduldesign, EoL-Recycling, Modulwirkungsgrad von 17%) die Energierücklaufzeit auf die Hälfte reduziert werden. Vorausgesetzt die identifizierten Hemmnisse werden überwunden. Damit könnten auch Kosten in erheblichen Umfang reduziert werden. Durch die kombinierten Wirkungen technologischer Verbesserungen bei gleichzeitiger Weiterentwicklung der industriellen Produktionen ließen sich die Modulherstellungskosten um 52% auf 1,0 €/Wp ( $\pm 0,1$  €/Wp) senken (Sinke et al. 2009).

## 6 Nächste Schritte: Aktivitäten und Empfehlungen

### 6.1 Daten- und Informationsbedarfe

Die heutigen und zukünftigen Determinanten der Materialeffizienz sind in der Fertigung die Minimierung des produktspezifischen Bedarfs und beim Recycling die Maximierung der dem Recycling zugeführten Mengen aus Altprodukten. Hauptfaktoren, die die Materialeffizienz bestimmen, sind die Ausbeute im Fertigungsprozess und das Produktionsabfallrecycling sowie die rohstoffspezifischen Ausbeuten der noch weitgehend unbekanntem Recyclingprozesse. Ist die Moduleffizienz in relativ engen realistischen Bandbreiten bestimmbar, so sind diese Bandbreiten bei der Modullebensdauer deutlich größer. Darüber hinaus sind die Prozessausbeute und das Produktionsabfallrecycling maßgeblich für die Materialeffizienz. Indirekt hängt die Materialeffizienz auch von der Moduleffizienz, der Lebensdauer und damit auch vom Flächenbedarf ab. Es steht eine Fülle vergleichsweise belastbarer Ökobilanzdaten für Photovoltaik zur Verfügung. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen in der Photovoltaik-Branche werden aber regelmäßige Daten-updates benötigt, die so nicht systematisch erfolgen. Auch ist die Vergleichbarkeit der verfügbaren Ökobilanzen problematisch. In den letzten 10 Jahren hat es starke Veränderungen bei vielen Parametern von Si-Herstellung, Wafersägen, internem Silizium-Produktionsabfallrecycling und Zellverarbeitung gegeben. Eine Aktualisierung der Ökobilanzdaten für diese Prozesse ist erforderlich. Bei den Dünnschicht-Technologien gibt es nur wenige Studien überhaupt. Zukunftsstudien müssen bessere Materialeffizienz und veränderte Wafer-Kenndaten (u.a. geringere Schichtdicken, Kerf loss, Fläche, Gewicht, Sägeverluste, Recycling) berücksichtigen. Auch ändert sich die Versorgungsbasis für SoG-Silizium. Emissionsreduzierungen in der Metallherstellung gehören nicht zur Photovoltaik-Branche, sind aber für das Gesamtergebnis ebenfalls wichtig.

### 6.2 Versorgungssicherheit erfordert ein Ressourcenmanagement der PV-Industrie

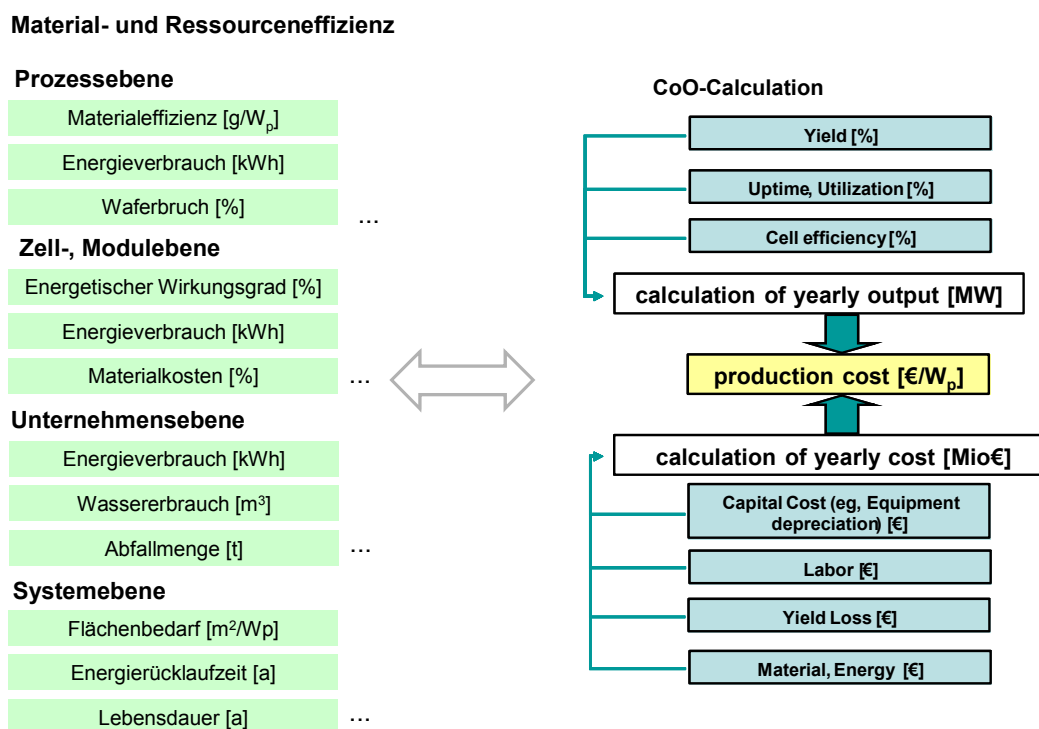
Unabhängig davon, welche der Technologien sich mittel- bis langfristig am Markt durchsetzen wird, kann es zu Versorgungsengpässen kommen, die sich in Liefer-schwierigkeiten und/oder hohen Preisen äußern. Silber ist für die Silizium-Photovoltaik der Hauptbegrenzungsfaktor, aufgrund der Mengenrelevanz dieser Technologie aber womöglich entscheidend für den zukünftigen Gesamtausbau. Während Silber in einer breiten Herkunftsstruktur auch als Hauptprodukt des Bergbaus gewonnen wird, gibt es bei Indium mit der Zinkproduktion und bei Tellur mit der Kupferproduktion jeweils einen absolut dominierenden Hauptpfad der Kuppelproduktion. Dies hat zur Folge, dass die Nachfragelastizität stark beschränkt ist. Mittelfristig besteht das Risiko einer strukturellen Knappheit bei einigen dieser Sondermetalle, die als Beiprodukte gewonnen werden. Hauptpotenziale zur Verbesserung der Versorgung mit Nebenprodukten bestehen in der Abraumaufbereitung und der besseren Rohstoffextraktion aus Rest-

stoffen der Metallproduktion. Aus dem Recycling ist angesichts der Lebensdauer von Photovoltaikanlagen von 20-30 Jahren erst mit starkem Zeitverzug überhaupt eine Entlastung der Primärrohstoffnachfrage möglich. Nur kurze Zeit zurückliegende Produktionsengpässe bei Silizium und auch Knappheiten bei der Versorgung mit Floatglas haben dazu geführt, dass sich Unternehmen der Photovoltaikbranche zunehmend auch mit mittel- und langfristigen Rohstofffragen beschäftigen. Auf Branchenebene gibt es dort bislang jedoch keine Plattform. Auf der Rohstoffversorgungsseite interessieren sich zunehmend einzelne Metallhütten und –händler für seltene Metalle als Wirtschaftsgut. Die einschlägigen Wirtschaftsverbände der Metallindustrie in Deutschland (z.B. WVM) und Europa (z.B. Eurometaux) fokussieren auf Massen- und Buntmetalle, wohingegen die Thematik seltener Metalle kaum aufgegriffen wird. Aus Sicht der Rohstoffversorgung ist die Photovoltaikbranche ein dynamisch wachsender Rohstoffabnehmer unter vielen. Die Versorgung mit seltenen Metallen als Standortfrage für High-Tech beschäftigt zunehmend auch politische Akteure, so die Europäische Kommission, das Bundeswirtschaftsministerium und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Die EU Kommission stellt z.B. fest, dass die Versorgungssituation bei Hochtechnologiemetallen kritisch werden kann. Verfügbarkeits- und daraus entstehende Kostenprobleme bei den in der Roadmap identifizierten kritischen Zellmaterialien (Ga, In, Ge, Te, Ag) müssen beachtet und angesichts wachsender Märkte angegangen werden. Dem Ressourcenmanagement und damit der Rohstoffeinkaufspolitik, der Entwicklung ressourceneffizienter, neuartiger Solarzell- und Modulkonzepte und einem smarten und effizienten Recycling kommt deshalb eine Schlüsselfunktion für die Sicherstellung der Rohstoffverfügbarkeit, der Dämpfung der Preisvolatilität und der Schonung der Ressourcen zu.

### 6.3 Benchmarking für Material- und Energieeffizienz

Um die Erschließung von Ressourceneffizienzpotenzialen zu unterstützen, ist eine breite Informationsbasis notwendig, wie sie ein Kennzahlensystem für Material- und Energieeffizienz liefern kann. Solche Kennzahlen verdichten umfangreiche Daten auf eine überschaubare Anzahl aussagekräftiger Schlüsselinformationen. Eine besondere Stärke der Kennzahlen liegt darin, dass sie wichtige Schwachstellen und Optimierungspotenziale aufzeigen. Durch Vergleich können Effizienzmöglichkeiten aufgedeckt werden. Im Rahmen ihres Umweltmanagements ermitteln verschiedene Firmen der PV-Branche bereits Umweltkennzahlen, so werden beispielsweise periodisch Abfallmengen, Wasserverbrauch und Energieverbrauch auf Unternehmensebene erfasst. Sie werden bisher aber noch selten systematisch auf Prozessebene heruntergebrochen und für das Aufdecken von Optimierungspotenzialen genutzt. Für die PV-Branche heißt dies, ein speziell auf die PV-Branche ausgerichtet Kennzahlensystem zu entwickeln. Auch die Gegenüberstellung von Effizienzkennzahlen aus verschiedenen Unternehmensbereichen und Unternehmen der PV-Branche wird noch wenig genutzt, um weitere Schwachstellen und Optimierungspotenziale aufzuzeigen, woraus konkrete Verbesserungsziele abgeleitet werden können.

Abb. 37: Kennzahlensystem für die PV-Branche



Quelle: Workshop "Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der PV-Fertigung", IZT, Berlin 3.11.2009; Herbst 2009

Während in anderen Branchen (wie zum Beispiel der Halbleiterindustrie) Benchmarkings intensiv und fruchtbar zur Ableitung von Verbesserungsmaßnahmen durchgeführt werden, wird in der PV-Branche das Instrument bis dato kaum genutzt, das Interesse ist aber (laut Expertenbefragung) groß. Erste Ansätze für ein Benchmarking gibt es auf Ebene einer PV fab managers working group, an der Q-Cells, Sunways, Solarwatt, Scheuten, Solland, Sovello, Deutsche Cell, Schott Solar and ersol beteiligt sind. Um das Benchmarking speziell mit Blick auf die Erschließung von Ressourceneffizienzpotenzialen weiter voranzutreiben sind mehrere Voraussetzungen zu schaffen:

Erstens, eine belastbare Benchmark-Methode für die Wertschöpfungsprozesse der Photovoltaik-Industrie liegt bis dato nicht vor. Um aussagekräftig zu sein, müssen die zu vergleichenden Basisdaten nach einheitlichen Datenerfassungs- und -abgrenzungsmethoden erhoben werden. Hier herrscht Forschungsbedarf. Ein erster Rahmen für ein Umweltkennzahlensystem für die PV-Branche wurde im Rahmen der Roadmap vorgeschlagen (vergleiche obige Abbildung).

Zweitens, spielt Vertraulichkeit der Daten eine wichtige Rolle, daher sollte man auf bestehende Geschäftsbeziehungen zurückgreifen.

Drittens bietet es sich an, auf Verbandsebene der Branche (z.B. BSW) eine Experten-Gruppe zu schaffen (oder zu beauftragen), um Erhebungsrichtlinien und idealtypische Umweltkennzahlensysteme für die PV-Branche (in Form eines Leitfadens) zu entwickeln, abzustimmen und zu kommunizieren.

#### **6.4 F+E: Erforderliche technologische Weiterentwicklung**

Viele der in der Roadmap aufgezeigten und bewerten Ansätze werden schon verfolgt. Die Diffusion stößt aber auf eine Reihe von Hindernissen für die Umstellung der Fertigungsprozesse auf modernere Technologien und Anlagen. Hindernisse für die Umsetzung sind Zielkonflikte, mögliche Qualitätsverluste, hoher Investitionsaufwand, Informationsmangel über Materialeffizienzpotenziale in den Unternehmen und schwer überschaubare Kostenentwicklungen. Außerdem ist die Bereitschaft vorhandene Anlagen umzurüsten oder umzustellen teilweise gering. Einmal eingeschlagene Technologielinien werden deshalb erst abgelöst, wenn die Vorteilhaftigkeit konkurrierender Verfahren offenkundig wird, es sei denn außergewöhnliche Wettbewerbs- oder Rahmenbedingungen erfordern dies. Aufgrund dieser Hindernisse werden vorhandene, an sich rentable Möglichkeiten zur Steigerung der Materialeffizienz vielfach nicht genutzt. Eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung des förderpolitischen Rahmens ist in dieser Situation entscheidend, um die Marktdurchdringung von Materialeffizienzmaßnahmen zu beschleunigen. Forschung und Entwicklung bilden die Grundlagen für notwendige Innovationen und damit auch zur Erhöhung der Materialeffizienz und Ressourcenschonung. Im einzelnen gibt es für die verschiedenen Solartechnologien mehrere Bereiche, in denen vordringlich weitere Verbesserungen durch geeignete F+E-Aktivitäten erreicht werden sollte:

##### **Si-Wafer-Technologien**

- Entwicklung neuer automationstechnischer Kontrollsysteme für die Si-Kristallisation
- Entwicklung neuer Tiegelbeschichtungen, um die Adhäsion der Tiegelwände zu verstärken und um den Block nach der Erstarrungszeit leicht aus der Form herauslösen zu können
- Entwicklung wiederverwendbarer Tiegel
- Optimierung der Trenntechniken und der Waferhandhabung
- Low-Cost-Substrate für Waferäquivalente
- Entwicklung von thermisch stabilen Beschichtungen zur Passivierung
- Entwicklung von flexiblen Wafern, um das Handling der sehr fragilen Wafer zu verbessern
- Besseres Verständnis des Zusammenhangs zwischen Verunreinigungen und Zellwirkungsgrad

- Standardisierte analytische Methoden zur Messung der Verunreinigungen und zur Quantifizierung von Material-Kennzahlen
- Entwicklung von Trennverfahren für Glas-Silizium bzw. Glas-Kunststoff Gemischen

### **Dünnschichttechnologien**

- Wirkungsgradverbesserung: Dünnschichtzellen haben vergleichsweise geringere Wirkungsgrade (Ausnahme CIS) und deshalb einen höheren Flächenbedarf
- Für a-Si ist Langzeitstabilität des Wirkungsgrades noch nicht ausreichend gesichert (Stäbler-Wronski-Effekt)
- Hydrometallurgische und chemische Prozesse zum Recycling der Produktionsabfälle
- Anreicherung und Aufreinigung von Halbleitermaterialien (z.B. Verbesserung des Spül- und Waschprozesses nach einer naßchemischen Behandlung (Attrition), Optimierung der Selektivität bei der Flotation)
- Untersuchungen zum Degradationsverhalten zur Entwicklung stabiler Dünnschichtstrukturen und damit Verbesserung der Langzeitstabilität neuer Dünnschichtsolarmodule
- Verbesserung der Selektions- und Anreicherungsverfahren für Halbleiter und Metalle

### **Produktdesign generell**

- Stabilität rahmenloser Module, Mechanische Stabilität des Laminats
- Alternativen zu Silber als Kontaktierungsmaterial
- Oberflächenbehandlung von Glas für solare Anwendungen (Antireflexschichten für PV, Wirkungsgradsteigerung/Verbesserte Alterungsbeständigkeit)
- Chemische Stabilität des Glas-TCO-Systems
- Laserbasierte Kantenisolation zur Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung
- Kontaktierungsmaterialien: Elektrisch leitfähige Klebeverbindungen
- Entwicklung kunststofffreier Verkapselungsmaterialien
- Erforschung der Alterungsprozesse

### **Neuartige Zell- und Modulkonzepte**

Eine weitere Materialeinsparung verspricht die Entwicklung neuartiger Solarzellen und -module. Sie zeichnen sich durch einen geringen Materialeinsatz aus, sind allerdings noch nicht hinreichend marktfähig um als Alternativen für eine flächendeckende Anwendung in Frage zu kommen. Der Wirkungsgrad solcher Systeme, wie der Polymer-, Farbstoff- oder nanokristalline-Zelle, liegt bei derzeit 3 bis 5%. Die Prozesse sind noch



nicht ausreichend verstanden, so dass hier noch grundlegende Forschungsfragen zu bearbeiten sind.

## **6.5 Recyclingstrategien zur Rückgewinnung von Solarmaterialien und photovoltaischen Produkten**

Noch ist das End-of-Life Recycling wegen der langen Lebensdauer der Photovoltaik-Module kein akutes Problem. Da Solarmodule eine sehr lange Lebensdauer haben, wird die Menge der zu entsorgenden Module erst langsam wachsen und im Jahr 2020 in Europa rund 130.000 Tonnen erreichen. Dennoch ist es geboten bereits jetzt mit dem Aufbau entsprechender Infrastrukturen zu beginnen. Ein Teil der PV-Industrie bereitet sich darauf bereits vor und hat die Initiative PV Cycle gegründet. Ziel ist es, ein Rücknahmesysteme zunächst in Deutschland aufzubauen und schrittweise auf die anderen Länder der EU und der europäischen Freihandelszone auszudehnen.

Noch zu lösende Aufgaben sind insbesondere:

- Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen: So ist einerseits noch sicherzustellen, dass nichtteilnehmende Unternehmen ähnlichen Pflichten unterliegen, andererseits stellen sich PV Cycle wettbewerbsrechtliche Anforderungen aufgrund der Alleinstellung der Initiative.
- Mit dem Aufbau eines freiwilligen Rücknahme- und Recyclingsystems dürfte die PV-Branche wesentliche Anforderungen analog der WEEE erfüllen. Es bleibt aber zu überprüfen, ob die geforderten Sammel- und Verwertungsquoten tatsächlich erfüllt werden.
- Schnittstellen sind zu optimieren und Recyclinganreize bei der Neuproduktion von Solarzellen frühzeitig einzuführen. Innovative Geschäftsmodelle zur Schließung von Produktkreisläufen, wie sie in der Roadmap identifiziert wurden (Pfand, Leasing etc.), sind auf ihre kommerzielle Umsetzbarkeit zu testen.
- Die Photovoltaik zeigt eine zunehmende Ausdifferenzierung in Marktsegmente jenseits klassischer Solaranlagen, die unter dem Begriff „Pervasive Photovoltaik“ zusammengefasst werden kann. Das Spektrum reicht hier von einer gebäudeintegrierten Photovoltaik über PV-folienbeschichtete Fassaden- und Fensterelemente bis hin zu Alltagsgegenständen, wie Kleidung und Rucksäcke, die mit PV-Komponenten ausgestattet sind. Wie sich diese Entwicklung auf das Recycling auswirkt, wurde bis dato nicht explizit untersucht. Die Trennung der PV von Fassadenelementen oder Produkten dürfte den logistischen Aufwand vergrößern, was deshalb zu einem Eintrag in andere Abfallströme führen könnte.
- Noch zu lösende Aufgaben betreffen auch ein ökologisch sinnvolles Recycling für Dünnschichtzellen, das nicht nur die Massenwerkstoffe erfasst, sondern auch sicherstellt, dass „seltene“, aber umweltrelevante und/ oder für Zukunftstechnologien essentielle Edel- und Sondermetalle, einer Verwertung zugeführt werden. Mengenbasierte Recyclingquoten (wie sie in der WEEE gefordert werden) sind bei



Funktions(halb)metallen (In, Ag, Te, Ge, Se, Ga etc.) nicht zielführend, sondern eher kontraproduktiv. Die Bestimmung der ökologischen und ökonomischen Break-Even points für das Recycling wäre sinnvoll.

Derzeit existiert für Dünnschichtmodule kein integriertes Recyclingsystem. Vielmehr verfolgen bisherige Recyclingansätze unterschiedliche, aber meist sehr spezifische Zielfraktionen die entweder auf partikuläre Wertstoffgewinnung oder eine Schadstoffentfrachtung abheben. Damit die seltenen (Halb)metalle und insbesondere die gering konzentrierten Halbleitermaterialien jedoch effizient wiedergewonnen werden können, sind umfassend geschlossene und integrierte Rücknahmesysteme notwendig. Wichtig ist, die Rückführung dieser Rohstoffe in den Materialkreislauf sicherzustellen. Nur durch eine weitgehend geschlossene Recyclingkette mit hohen Ausbeutungsgraden kann dem zu erwartenden Problem der eingeschränkten Verfügbarkeit seltener (Halb)Metalle und der damit einhergehenden Preisvolatilität als auch der Umweltprobleme am Ort der Rohstoffgewinnung begegnet werden.

## **6.6 Leuchtturmprojekte initiieren: Smart Integrated Manufacturing**

Ressourceneffizienz würde erheblich erleichtert, wenn deutliche Fortschritte in der Integration, zu größeren Fertigungseinheiten und in der Automatisierung erzielt würden. Vertikal integrierte und vollautomatisierte Produktionsanlagen über 25 MW sind Stand der Technik, aber kaum realisiert. Ausbeute, Kostenreduzierung, hohe Produktionsqualität und Standardisierung der Produktion sind durch die Automation positiv beeinflussbar. Die hohe Nachfrage erfordert effiziente und durchgängig automatisierte Herstellungs- und Prüfprozesse für Solarzellen. Durch intelligente Prozesskontrolle kann die Ausschussrate in den Prozessen verringert werden, die Prozessqualität gesteigert und Fehlerursachen eliminiert oder zumindest kompensiert werden. Automatisierte Prozesse, bei denen die Einflussmöglichkeiten transparent sind, stellen einen Schlüssel zur ressourceneffizienten und damit auch zur kostengünstigen Massenproduktion von Solarzellen dar. Ein weiterer Hebel für die Erschließung von Effizienzpotenzialen ist die Zusammenlegung von Fertigungsstufen und eine Produktion in wesentlich größerem Maßstab. Ideal wäre die durchgehende vertikale Integration der Fertigung „unter einem Dach“: von der Siliziumherstellung über die Glasproduktion bis zum Photovoltaikmodul. Das spart Rohstoffe, Betriebsstoffe und Energie. Außerdem verringern sich Transporte und der Flächenbedarf fällt niedriger aus. Für die Photovoltaik-Branche bedeutet dies, dass die gegenwärtigen Fertigungskonzepte überdacht werden müssen. Hier kann an erste Erfahrungen und Konzepte zur „Gigawattfabrik“ oder „Grid-Parity-Fabrik“ angeknüpft werden. Um diese zur Reife zu bringen, bedarf es entsprechender Leuchtturmprojekte für eine „Smart Integrated Solar Factory“, die mit hoher Signalkraft und Multiplikatorfunktion einen solchen Innovationsschub ermöglichen und beschleunigen können.

**Leuchtturmprojekt: Smart Integrated Solar Factory**

Die Smart Integrated Factory ist ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zu einer materialeffizienten und ressourcenschonenden Massenproduktion. Es überträgt Erfahrungen aus der Automobil- auf die Photovoltaikindustrie. Die Produktionsanlagen sind vertikal integriert, vollautomatisiert, Ingot- und Glasfertigung sollten auch miteinbezogen werden. Die Versorgung mit Chemikalien, Gasen und Reinstwasser erfolgt zentral nach der jeweiligen Funktion. Ein hoher Recyclinggrad insbesondere bei Reinstwasser und Chemikalien sowie eine optimierte Lagerlogistik tragen zur Materialeffizienz und somit auch zur Kostensenkung bei. Beim Energieverbrauch besteht weiteres Einsparpotenzial, etwa durch Einsatz von Blockheizkraftwerken. Diese Kraftwerke nutzen bei der Stromproduktion anfallende Wärme, um zusätzlich Dampf, Heiß- und Kaltwasser („Trigeneration“) zu erzeugen. Ein weiteres wichtiges Element bei diesem Fabrikdesign sind Online-Lösungen für eine effizientere Prozesskontrolle und –optimierung, was sowohl Ressourcen als auch Betriebskosten reduzieren hilft. Außerdem wichtig sind Hochgeschwindigkeitssysteme, die das Handling der Zellen auf der Basis fortentwickelter Greifertechnologien und visueller Bildverarbeitungssysteme zu verbessern, was bedeutet, den „stressfreien“ Umgang mit immer dünneren Wafern mit höheren Taktzeiten in Einklang zu bringen. Roboter mit hoher Präzision und Schnelligkeit müssen von Unternehmen des Maschinen- und Anlagenbaus speziell für die PV-Industrie weiter entwickelt werden. Einige Roboter sind bereits heute schneller als vor- und nachgelagerte Prozessschritte. Daher stellt die Taktung aller einzelnen Prozessschritte die nächste Herausforderung dar. Ein weiterer Eckpunkt ist die Standardisierung, welche die gesamte Prozesskette der Produktion besser regelbar machen würde. Die mangelnde Standardisierung ist ein Kostentreiber und ferner eine Hürde bezüglich der Entwicklung größerer Fabriken. Anlagen und deren Kommunikationsprotokolle müssten standardisiert werden. Kommunikationsprotokolle aus den SEMI Standards könnten als Modell übernommen bzw. daraus weiterentwickelt werden. Während also die magische Grenze von 1 GW bei Silizium-basierten Solarfabriken voraussichtlich bald durchbrochen sein wird, dauert dies im Dünnschichtsektor noch länger (~2012). So müssten beispielsweise erst noch die Brennöfen zur Verarbeitung entsprechender Glassubstrate mit mehr als 3 m<sup>2</sup> Fläche entwickelt werden. Für die Dünnschicht sollten hohe Abscheideraten erreicht und der Widerspruch zwischen hoher Frequenz und großer Homogenität gelöst werden.

## 6.7 Neue Institutionelle Strukturen für Innovation in den Wirtschaftsverbänden

Trotz der erreichten Erfolge gibt es weiterhin einen immensen Bedarf, die Produktion effizienter zu machen. Das gelingt nur durch ein effektives Zusammenspiel entlang der Prozesskette. Mit Blick auf die Früherkennung von Innovationschancen und Risiken, Vernetzung von „Forschungsinself“, Standardisierung, Transfer und Fortbildung kommt den Wirtschaftsverbänden dabei ein besonderer Stellenwert zu. Sie können eine zentrale Rolle für eine kooperative Erschließung von Ressourceneffizienzpotenzialen spielen, indem sie eine Plattform für einen moderierten und strukturierten Suchprozess sowie einen Erfahrungs- und Ergebnisaustausch (Best-Practices, Benchmarks etc.) schaffen. Daraus ergeben sich Chancen für effektivere Austauschbeziehungen, die weit über unternehmensorientierte Marktsignale und Technologieprognosen hinausgehen und Risiken identifizieren helfen können.

Dabei kann auf inhaltliche Vorarbeiten und vorhandene organisatorische Strukturen zurückgegriffen werden. Neben den bereits bestehenden Initiativen und Aktivitäten (z.B. Glottertaler Gespräche, EPIA, BSW) der Solarindustrie bietet der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) eine Verbandsplattform „Photovoltaik-Produktionsmittel“, die bereits als wichtige Informations- und Austauschplattform für Zulieferer der Solarindustrie dient, und deshalb auch zur Förderung der Verbreitung schon bestehender Innovationen geeignet ist. Mit über 100 Mitgliedern, die in der Photovoltaik aktiv sind und über 3.000 Mitgliedern insgesamt deckt der Verband einen Großteil der Branche ab und bietet zudem die Möglichkeit, Erfahrungen aus verwandten Maschinenbaubranchen einzubringen. Ein wichtiges Element könnte die Initiierung von Leuchtturmprojekten sein, die spezifisch auf die Innovation in der Produktion fokussieren. Die angewandte Automatisierungstechnik, in der Roboterhersteller, Anbieter von Montage und Handhabungstechnik, Mess- und Prüfinstrumenten mit Anbietern von Automatisierungstechnik und Herstellern von Gerätesoftware zusammenarbeiten, ist dabei ein wichtiges Feld für den VDMA. Ein weiteres Projekt ist die Abstimmung von F+E-Aktivitäten zwischen Fabrik-Ausrüstern und PV-Industrie, die als koordinierte Roadmapping-Aktivitäten vom VDMA mit Fokus Maschinenbau und von SEMI mit Fokus auf die Zellhersteller betrieben werden. Notwendig werden diese Aktivitäten, weil sich die Photovoltaik für den deutschen Maschinen- und Anlagenbau zu einem tragenden Markt entwickelt hat. Deutschland ist größter Anwendermarkt und zweitgrößter Produzent weltweit. Japan, USA, Europa und China sind wichtige Exportmärkte für alle Bereiche der Wertschöpfungskette.

Die Automationstechnik ist eine „Enabling“-Technologie, die Kostensenkungen durch Material- und Energieeffizienz in der Fertigung ermöglicht. Während im Maschinen- und Anlagenbau bereits eine Plattform existiert, bietet sich der Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie für ein Forum spezifisch für die Automation an. Der Fachverband Automation stellt mit über 350 Mitgliedsunternehmen und einem Produktionsvolumen von mehr als 25 Mrd. Euro in Deutschland eine Plattform für alle Unternehmen der Automatisierungstechnik, der industriellen Informations- und Kommunikationstechnik sowie der zugehörigen Dienstleistungen dar. Auch hier liegen die Aufgaben in der Vermittlung von Ressourceneffizienzpotenzialen und damit zusammenhängenden Marktchancen, der Vernetzung von Aktivitäten und der Verbreitung schon bestehender Effizienztechnologien in der Fertigung.

## 7 Quellen

- Alsema, de Wild-Scholten (Alsema, E.; de Wild-Scholten, M.J.) 2007: Reduction of the environmental impacts in crystalline silicon module manufacturing. 22<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 3-7 September 2007, Milan Italy
- Alsema, E. 1996: Environmental Aspects of Solar Cell Modules: Summary Report. Utrecht University
- Alsema, E. 2006: Life Cycle assessment of PV technology: current status and further needs. SENSE-Workshop, 7 September 2006, Dresden
- AMBIENTE ITALIA 2006: Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications. New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS). Project no: 502687; 6<sup>th</sup> FP of the EC
- Anderson et al. (T. J. Anderson, Sheng S. Li , O. D. Crisalle, Valentin Craciun) 2004: Report on Alternative Buffer Layer Technologies – Year II. University of Florida
- Andersson, B.A. 2000: Material Availability for Large-scale Thin-film Photovoltaics. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 8, 61-76 (2000)
- BRGM 2008: Technologies innovantes et métaux High-Tech. C. Hocquard et Y. Deschamps, Service Ressources Minérales, BRGM 2008
- Centrotherm (Dr. Wolfgang Herbst) 2009: Zukunft der ressourceneffizienten Fertigung aus Sicht des Maschinen und Anlagenbaus. *Workshop Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der PV-Fertigung*, IZT, Berlin 3.11.2009
- De Wild-Scholten et al. (De Wild-Scholten M.J., Alsema E.) 2007: Fluorinated green house gases in Photovoltaic module manufacturing: potential emissions and abatement strategies, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 3.-7. September 2007, Milano-Italien.
- de Wild-Scholten, M.J. 2009: Renewable and Sustainable. CrystalClear Final Event, Munich 26 May 2009
- Deutsche Bank 2007: Solar photovoltaics technology and economics: thin films and crystalline silicon“, Deutsche Bank report, July 2007
- DLR / itt 2005: Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik.
- DoE 2005: Does the world have enough material for PV to help address climate change? PV FAQs. The National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy (DoE)
- ECN (De Wild-Scholten, M) 2009: Energierücklaufzeiten für PV-Module und Systeme. 6. *Workshop Photovoltaik-Modultechnik*, 26-27 November 2009, Köln
- ECN et al. 2009: CrystalClear. Project Summary. 26 May 2009
- EPIA 2002: European Photovoltaic Industry Association, Roadmap der European Photovoltaic Industry Association, Brüssel, verfügbar unter: [www.epia.org](http://www.epia.org)
- EPIA 2009: Creating conditions for Solar Photovoltaics to go large. Round Tables – Conclusions.
- EPIA 2009b: Global Market Outlook for Photovoltaics until 2013.
- EPIA 2010: Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014.
- EuPD 2008: Persönliche Auskunft, Stephan Franz, EuPD, 21.5.2008
- Erde3.0 09/2009: Die Perfekte Zelle, September 2009

- Erdmann (L. Erdmann) 2009: Stoffströme durch Photovoltaik: Eine Bestandsaufnahme. Roadmap: Ressourceneffiziente Photovoltaik 2020+ Früherkennung von Chancen und Risiken. IZT 2009
- Erneuerbaren Energien 01/2009: Ein Blick in die Kristallkugel. *Erneuerbaren Energien*, Ausgabe Januar 2009, S.40
- EuPD 2008: PV Thin Film Industry Analysis.
- Feltrin, A. und Freundlich, A. 2008: Material considerations for terawatt level deployment of photovoltaics. *Renewable Energy* 33 (2008) 180-185
- Fhtenakis et al. (Fhtenakis, V.M.; Alsema, E.A.; de Wild-Scholten, M.J.) 2005: Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Perceptions, Needs and Challenges. *31<sup>st</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Jan. 3-7, 2005, Orlando, FL
- Fhtenakis, V.M. 2008: Environment, Health and Safety. 2008 *Solar Annual Review Meeting 2008*
- First Solar (Lisa Krueger) 2009: Creating Sustainable Energy Solutions. Vortrag 2009
- Fraunhofer ISE 2009: Jahresbericht 2008, Leistungen und Ergebnisse. *Fraunhofer ISE*, 2009
- Fhtenakis et al. (Fhtenakis, V.M.; Kim, H.C.; Alsema, E.) 2008: Emissions from Photovoltaic Life Cycles. *Environ. Sci. Technol.*, 2008, 42 (6), 2168-2174
- Fhtenakis et al. (Fhtenakis, V.; Wang, W.; Kim, H.K.) 2009 : Life cycle inventory analysis of the production of metals used in photovoltaics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 493-517
- Global Solar Technology 2009: Optomec's Aerosol Jet Printing for high efficiency solar cells to be showcased at 24th EUPVSEC. *Global Solar Technology magazine* 16/09/2009. [http://globalsolartechnology.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=4029&Itemid=17](http://globalsolartechnology.com/index.php?option=com_content&task=view&id=4029&Itemid=17)
- Glockner et al. (Glockner, R.; Odden, J.-O.; Halvorsen, G.; Tronstad, R., de Wild-Scholten, M.J.) 2008: Environmental life cycle assessment of the Elkem Solar metallurgical process route to solar grade silicon with focus on energy consumption and greenhouse gas emissions. *Silicon for the Chemical and Solar Industry IX*, Oslo, June 23-26, 2008
- Greenpeace / EPIA 2008: Solar Generation V – 2008.
- Greenpeace / EPIA 2008: Solar Generation V – 2008.
- Hessenkemper 2009: Hessenkemper, H.: "The new glasses for photovoltaic technology, their actual chemical and optical characteristics and future evolutions", XXIV A.T. I .V. International Conference, 10.07.09, Parma, Italy, pp. 90 -95.
- HM Treasury 2008: Global commodities: a long term vision for stable, secure and sustainable global markets. HM Treasury 2008.
- Home Power 10/2008: PV Energy Payback. *Home Power* Ausgabe oktober & november 2008 s. 32
- Ib Vogt, VDMA 2008, Dr. Eric Maiser, Maschinenbau – Wegbereiter kosteneffizienter Photovoltaik-Produktion
- IMEC 2009: Large Area Solar Cells with 18.4% Efficiency, Featuring Cu-Plated Contacts. IMEC news Archive 2009
- ISI / IZT 2009: Rohstoffbedarf für Zukunftstechnologien. FhG-ISI, IZT, Fraunhofer IRB-Verlag 2009.
- IZT 2009: ATHLET – Scenario Drivers Report.

- Jungbluth, N. 2005: Life Cycle Assessment of Crystalline Photovoltaics in the Swiss ecoinvent Database. *Progress in Photovoltaics: research and Applications* 2005; 13:429-446
- KOM(2008) 699: The raw material initiative – meeting our critical needs for growth and jobs in Europe. Commission Staff Working Document accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. KOM(2008) 699.
- LBBW 2009: Landesbank Baden-Württemberg, Branchenanalyse Photovoltaik 2009
- LfU 2003: Bayrisches Landesamt für Umweltschutz, Photovoltaik- und Solarthermieanlagen, Augsburg
- Linde Nippon Sanso (Dr. Männling H.-D.) 2009: On-site Fluor - die treibhausgasfreie Alternative für die Photovoltaik, UBA-Workshop zur Verbesserung der Emissionsberichterstattung in spezifischen Quellgruppen im Rahmen des Nationalen Systems Emissionen (NaSE) entsprechend Art. 5 (1) des Kyoto-Protokolls, 29. Mai 2009, Dessau
- Longi 2010: Longi-silicon.com, 2010. <http://www.longi-silicon.com/english/product.aspx>
- M+W Zander (Schottler M.) 2009: Fluorierte Treibhausgase in der Solarzellenfertigung - Stand und Tendenzen, UBA-Workshop zur Verbesserung der Emissionsberichterstattung in spezifischen Quellgruppen im Rahmen des Nationalen Systems Emissionen (NaSE) entsprechend Art. 5 (1) des Kyoto-Protokolls, 29. Mai 2009, Dessau
- M+W Zander 2008: Senkung der Herstellkosten in der PV-Industrie: Die Gigawattfabrik, Kongress Optische Technologien, Berlin, 5.2.2008
- Mai et al. (Tuan Anh Mai, Roy Housh, Bernold Richerzhagen, Keith Stay) 2007: Fusion of diamond blade saw with water jet-guided laser technology to yield revolutionary dicing solutions. *Synova SA. SEMICON Europa 2007 Advanced Packaging Conference*, Stuttgart, Germany, 9th to 11th October 2007.
- Maiser 2010: Eric Maiser; "Photovoltaics Production – Cost is king", in: *Germany – Partner of the World*, Orschel Verlag, 2010, S. 50f.
- Maiser et al. 2010: Eric Maiser, VDMA; Iris Minten, Bystronic glass; Karl-Heinz Menauer, ACI-ecotec & Egbert Wenninger, Grenzbach Maschinenbau, "Glass washing challenges in thin -film PV production", *Photovoltaics International*, 8-2010
- Mason et al. (Mason, J.E.; Fthenakis, V.M.; Hansen, T.; Kim, H.C.) 2005: Energy Pay-Back and Life Cycle CO2 Emissions of the BOS in an optimised 3,5 MW PV Installation. *Progress in Photovoltaics*, May 6, 2005
- Meyer Burger 2009: Meyer Burger vollzieht Kaufvertrag für die vollständige Übernahme von Diamond Wire Technology LLC. *Pressemitteilung*, 15. September 2009. [http://www.meyerburger.ch/public-relations/medienmitteilungen/newsdetail/meyer-burger-vollzieht-kaufvertrag-fuer-die-vollstaendige-uebernahme-von-diamond-wire-technology-llc/9535ead225/?tx\\_ttnews\[backPid\]=3](http://www.meyerburger.ch/public-relations/medienmitteilungen/newsdetail/meyer-burger-vollzieht-kaufvertrag-fuer-die-vollstaendige-uebernahme-von-diamond-wire-technology-llc/9535ead225/?tx_ttnews[backPid]=3)
- Müller, et al. (Müller, A.; Wambach, K., Alsema, E.) 2006: Life Cycle Analysis of Solar Module Recycling Process. *Mater. Rec. Soc. Symp. Proc.* Vol. 95 (2006). Materials Research Society
- Nakajima et al. (Kazuo Nakajima, Kentaro Kutsukake, Noritaka Usami, Kozo Fujiwara) 2009: Control of microstructures and crystal defects in Si multicrystals grown by the dendritic casting method. Institute for Materials Research, Tohoku University, 2009
- NEDO 2004: New Energy and Industrial Technology Development Organization, PV Roadmap Toward 2030, Japan, [www.nedo.go.jp/informations/other/161005\\_1/gaiyou\\_e.pdf](http://www.nedo.go.jp/informations/other/161005_1/gaiyou_e.pdf)
- NRC 2008: Critical minerals and the US economy. National Research Council, 2008.
- OECD 2008: World Energy Outlook 2008.



- Ökopol et al. (Ökopol, Deutsche Solar, ZSW, Kuhbier, BSW, EPIA, Würth Solar, First Solar, Sharp, Isofoton) 2007: Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystems für photovoltaische Produkte. Gefördert durch das BMU, kofinanziert durch EPIA / BSW-Solar
- Pacca et al. (Pacca, S.; Siviraman, D.; Keoleian, G.A.) 2006: Life Cycle Assessment of the 33 kW Photovoltaic System on the Dana Building at the University of Michigan. Report No. CSS05-09, June 1, 2006
- Photon 02/2008: Auf dem Glasweg, *Photon* Ausgabe Februar 2008, S. 3ff
- Photon 03/2008: Der Ruf nach Qualität. *Photon* März 2008, S.52ff
- Photon 07/2009: Was lange währt .... *Photon* Juli 2009, S.76ff
- Photon 10/2008: Billiges Silizium und getauchte Wafer. *Photon* Ausgabe Oktober 2008 S.58ff.
- Photon 11/2006: Am laufenden Meter. *Photon* Ausgabe November 2006 s.104
- Photon 11/2007: Silberstreif per Graffitiomat, *Photon* Ausgabe November 2007, S. 70ff
- Photon 11/2009: Effizienzgewinn dank Lochkontakt. *Photon* November 2009
- Photon 12/2008: Klimakiller Photovoltaik? *Photon* Dezember 2008
- Photon 12/2008: Emanzipation von Förderprogrammen, Dezember 2008, S. 34ff
- Photon 12/2009: UMG-Silizium. *Photon* Dezember 2009
- Photon 2009: Verhalteneres Lächeln auf langen Gesichtern. *Photon* April 2009
- PROGNOS 2005: Energiereport IV.
- Prometheus 2007: Thin Film Forecast
- PVNET 2004: PVNET European Roadmap for PV R&D, editor: Arnulf Jäger-Waldau, European Commission, Joint Research Centre, [www.pv-era.net/doc\\_upload/documents/199\\_0051pvecnet\\_Roadmap.pdf](http://www.pv-era.net/doc_upload/documents/199_0051pvecnet_Roadmap.pdf)
- PV-tech 09/2009: New Product: Applied Materials uses diamond wire technology in new ingot squarer system. *PV-tech.org* 23. September 2009. [http://www.pv-tech.org/product\\_briefings/\\_a/new\\_product\\_applied\\_materials\\_uses\\_diamond\\_wire\\_technology\\_in\\_new\\_ingot\\_squ/](http://www.pv-tech.org/product_briefings/_a/new_product_applied_materials_uses_diamond_wire_technology_in_new_ingot_squ/)
- Raugei et al. 2007: Life Cycle Assessment of Present and Future Photovoltaic Systems (2007)
- Roschek, Rech (Roschek, T., Rech, B) 2008: Method for Depositing Silicon. Forschungszentrum Jülich GmbH. *European Patent* 08/06-2008
- Richter 2008; Richter, U.; Holst, G., Krippendorf, W.: Solarindustrie als neues Feld industrieller Qualitätsproduktion – das Beispiel Photovoltaik, OBSD-Arbeitsheft 56, Frankfurt/M.
- RWI / ISI / BGR 2007: Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen. RWI Essen, FhG-ISI, BGR 2007.
- Sander 2007: Sander, K.; Schilling, S.; Wambach, K.; Schlenker, S.; Müller, A.; Springer, J. et al. (2007): Studie zur Entwicklung eine Rücknahme- und Verwertungssystems für Photovoltaische Produkte. Herausgegeben von Ökopol. Hamburg.
- Sarasin 2005-2008: PV Sustainability Study
- Sarasin 2010: Solarwirtschaft – grüne Erholung in Sicht, 2010



- Scheel, Fukuda (Hans J. Scheel, Tsuguo Fukuda) 2004: *Crystal Growth Technology*. Wiley 2004
- Schlemm 2009: Annette Schlemm: Die neuen Grenzen des Wachstums, Teil I ODER ist Photovoltaik umwelt- und klimaverträglich ? Jena, 29. Mai 2009 (Version 3.1)
- Schott Solar (Dr. Ingo Schwirtlich) 2009: Perspektiven für eine höhere Materialeffizienz in der PV-Fertigung. *Workshop Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der PV-Fertigung*, IZT, Berlin 3.11.2009
- Schottler et al. (Schottler M., de Wild-Scholten M.) 2008: The Carbon Footprint of PECVD Chamber Cleaning using Fluorinated Gases. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1.-5. September 2008, Valencia-Spain.
- Schottler und de Wild-Scholten (Schottler, M.; de Wild-Scholten, M.) 2008: The Life Cycle Impacts of Etching Silicon Wafers and PE(CVD) Chamber Cleaning. *Electronics Goes Green 2008+*, 8-10 September 2008, Berlin
- Schwarzburger 2009: Mehr Produktion, höherer Wirkungsgrad, in: *photovoltaik-Magazin*, 11/2009
- Sinke et al. (Wim C. Sinke, Wijnand van Hooff, Gianluca Coletti, Boukje Ehlen, Giso Hahn, Stefan Reber, Joachim John, Guy Beaucarne, Emmanuel van Kerschaver, Mariska de Wild-Scholten, and Axel Metz) 2009: Wafer-based crystalline Silicon Modules at 1 €/Wp: Final Results from the crystal clear integrates project. *24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 21-25 September 2009
- Solar 11/2009: Indium Tin Oxide competition heats up. *Solar a PV Management Magazine* 17 November 2009
- Solarpeq Düsseldorf Fachmesse 08/2009: Dünnschicht-Photovoltaik vor dem Durchbruch; kristalline Siliziumzellen weiterhin dominierend.
- Solarpeq Düsseldorf Fachmesse 12/2009: 2010: Quo vadis (deutsche) Solarindustrie?
- Solarpraxis AG: *Engineering the solar age*, 2009.
- SRA 2007: A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, EU, Belgien, [http://www.eupvplatform.org/fileadmin/Documents/MG\\_SRA\\_Complete\\_070604.pdf](http://www.eupvplatform.org/fileadmin/Documents/MG_SRA_Complete_070604.pdf)
- SVTC (Silicon Valley Toxics Coalition) 2009: Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry. A Silicon Valley Toxics Coalition White Paper. January 14, 2009.
- UBA 2009: Einsatz von fluorierten Treibhausgasen in der Photovoltaikindustrie, UBA-Workshop zur Verbesserung der Emissionsberichterstattung in spezifischen Quellgruppen im Rahmen des Nationalen Systems Emissionen (NaSE) entsprechend Art. 5 (1) des Kyoto-Protokolls, 29. Mai 2009, Dessau
- Uni Tohoku (Institute for Materials Research) 2008: Dendritic Casting Method as a Novel Crystal Growth Technique to Realize High-quality Si Multicrystals for High-efficiency Solar Cells. *Research Highlights 2007*
- University of Stuttgart 2008: LCA Analysis. Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems (SENSE).
- USGS 2008: Mineral Commodity Summaries 2008. US Geological Survey.
- VDMA 2008, E. Maiser: Photovoltaik-Maschinenbau – Wegbereiter kosteneffizienter Photovoltaik-Produktion, 9. Forum Solarpraxis, Berlin, 2008.
- VDMA 08-2009; Pressemitteilung VDMA: Modifiziertes Walzglas in Solarbranche auf dem Vormarsch
- VDMA-MMG 2009: Gemeinsame Pressemitteilung VDMA und Messe München GmbH zur Automatica 2010; „Automatisierung ist zentrales Thema für die Wachstumsbranche Photovoltaik“

- VDMA 03-2010; Pressemitteilung VDMA: Eigenständige Verbandsplattform Photovoltaik-Produktionsmittel gegründet
- VDMA 04-2010; Pressemitteilung VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Gute Aussichten für 2010 und 2011
- VDMA 06-2010; Pressemitteilung VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Umsatz im vierten Quartal rettet Jahresbilanz 2009
- Wadia et al. (Wadia, C.; Alivisatos, A.P.; Kammen, D.M.) 2008: Supporting Information for Materials Availability Drives the Opportunity for Large-Scale Photovoltaics Deployment.
- Wadia et al. (Wadia, C.; Alivisatos, A.P.; Kammen, D.M.) 2009: Materials Availability Expands the Opportunity for Large-Scale Photovoltaics Deployment. *Environ. Sci. Technol.* 2009, 43, 2072-2077
- ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) 2006: Recycling of Production Waste. Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems (SENSE).
- ZSW 2008: LARCIS – Großflächige CIS-Dünnschicht-Solarmodule für die produktive Serienfertigung. ZSW Jahresbericht 2007
- Zweibel, K. (1999): Issues in Thin Film PV Manufacturing Cost Reduction. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 59, 1-18 (1999)

### **Arbeitsberichte des Projektes**

- Behrendt, Siegfried; Klausen, Mira: Auswertung weltweit existierender PV-Roadmaps, 2009
- Erdmann, Lorenz: Stoffströme durch Photovoltaik: Eine Bestandsaufnahme, 2009
- Caporal, Sophie S.: Potenziale für Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung, 2010
- Marwede, Max: End of Life Recycling, 2010

## Glossar

ATO: Antimon-Zinn-Oxid

CdTe: Cadmium-Tellurid ist eines von mehreren Halbleitermaterialien, auf dessen Basis Dünnschicht-Photovoltaik-Module hergestellt werden.

CIGS: steht für Solarzellen auf Basis von Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid

CIS: Kupfer-Indium-Disulfid-Technologie

c-Si: Monokristalline Solarzellen

Dendritisches Gießverfahren (mc-Si): Das dendritische Verfahren ist eine Züchtungsmethode, die auf das Verständnis von genauen Kristallzüchtungsmechanismen zur Kontrolle der Mikrostrukturen und Kristalldefekte basiert.

Elektromagnetisches Verfahren: Bei dem elektromagnetischen Verfahren wird Silizium durch das von Induktionsmagnetspulen erzeugte elektromagnetische Feld geschmolzen. Die nach innen gerichtete elektromagnetischen Kräfte halten das Silizium im Zentrum des Reaktors. Es ist daher kein Tiegel mehr nötig und der Sauerstoffeinbau wird größtenteils vermieden.

EoL: End-of-life-Recycling

Flußbettreaktor: Reaktoren für die Herstellung von Silizium.

Free Space Reaktor (FSR): Die FSR-Technologie stellt Si-Pulver aus Monosilan her. Diese Technologie hat das Potential, die Verunreinigungen im Silizium, welche durch Kontakt mit den Reaktorwänden entstehen, zu vermeiden.

Ingots: Block aus einem Halbleitermaterial wie Silizium. Das Ziehen von größeren Ingots hat das Potential, den Durchsatz zu erhöhen und den spezifischen Energieverbrauch zu reduzieren.

ITO: Indium-Zinn-Oxid

Kerf-Loss: Schnittverlust; Großes Potenzial für Einsparungen ist durch die Reduzierung des Sägeverlusts gegeben.

Lift-off-Prozess: Abplatzen der Metallisierung

Magnetisches CZ-Verfahren: Beim Magnetischen Czochralski-Verfahren (CZ) kann der Sauerstoff beim Kristallziehen vom Silizium ferngehalten werden.

MG-Si: metallurgisches Silizium

MJC: Multi Junction Cells

PECVD-Prozess : Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition

Poly-Si: Polykristalline Zellen, auch: Multikristalline Zellen genannt (poly-Si oder mc-Si)

Slurry: Für das Trennen von Siliciumstäben, mittels der Drahtsägetechnologie, wird das Sägeslurry benötigt. Es ist eine Verbindung aus flüssigem Glykol bzw. Öl und Siliciumcarbid.

SoG-Si: Solar-Grade-Silizium

TCO: transparentes leitfähiges Oxid

UMG-Si: Upgraded Metallurgical Grade-Silizium

Vapor to Liquid Deposition (VLD): ähnlich dem Siemens Prozess, jedoch mit dem Unterschied, dass der rohrförmige Reaktor mit induktiver Heizung Silizium in flüssiger Form abscheidet.

## 8 Teilnehmer am Roadmapping

### **Workshop „Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung“ am 3.11.2009 in Berlin**

Behrendt, Dr. Siegfried; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Belau, Jan; Voith AG  
Brust, Karlheinz, Flexible Basismaterialien und Speziallamine Krempel-Group  
Caporal, Sophie; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
De Wild-Scholten Mariska; ECN Solar Energy  
Erdmann, Lorenz; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Geissler, Heinz-Georg; MDI SCHOTT Advanced Processing GmbH  
Handke, Volker; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Hänel, Ulf; Sunfilm AG  
Haseloff, Hanspeter; ALEO Solar AG  
Herbst, Dr. Wolfgang; centrotherm photovoltaics technology GmbH  
Hoehne Henry, SOLON  
Katschke, Jens; DEK Printing Machines GmbH  
Klausen, Mira; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Lange, Harald; Siemens AG  
Liedke Volker, SEHO Systems GmbH  
Leuthold, Sandra; UBA  
Lund, Roland; Brückner Maschinenbau  
Maiser, Eric; Forum Photovoltaik-Produktionsmittel im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA)  
Marwede, Max; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Schiller, Stefan; Schiller Automation  
Schlenker, Dr. Sylke; Deutsche Solar AG - Solar Material  
Schubert, Björn; Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH  
Schwirllich, Dr. Ingo; Schott Solar  
Spohr, Dr. Gerd Ulrich; Siemens AG  
Vayhinger, Kai-Uwe; Manz Automation  
Wehnert, Timon; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Wendt, Ralf; CSP Fraunhofer Institut  
Westermann, Dr. Bärbel; UBA Umweltbundesamt  
Wittig, Gregor; Prediktor

### **Workshop „End of Life“ Recycling am 11. Dezember in Berlin**

Behrendt, Dr. Siegfried, IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Berger, Dr. Wolfgang; Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung  
Caporal, Sophie; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Clyncke, Jan; PV Cycle  
Franke, Dr. Dieter; Schott Solar

Habel, Andreas; BVSE Bundesverband Sekundärrohstoffe und Entsorgung  
Häckel, Wilfried; ITA Institut für innovative Technologien GmbH  
Handke, Volker; Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
HartmannFirst Solar  
Hertfelder, Bettina; KREMPEL GmbH  
Heyer, Steffen; Technische Universität Berlin  
Hinrichs, Dr. Volker; Heliotop GmbH  
Hoehne, Henry; Solon  
Kernbaum, Dr. Sebastian; Encros  
Klausen, Mira; IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Kottmey Relux Entsorgung GmbH  
Leuthold, Sandra; Umweltbundesamt  
Maiser, Dr. Eric; Forum Photovoltaik-Produktionsmittel im Verband deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA)  
Marwede, Max, IZT Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung  
Middendorf, Andreas; TU Berlin  
Mischke, Carsten; Brandenburgische Technische Universität Cottbus  
Ötting, Clas; Relux Entsorgung GmbH  
Peschke, Jens; 5N PV GmbH  
Potthoff, Klaus; Sharp Electron, cs  
Reckziegel, Christian; First Solar  
Sander, Knut; Ökopol GmbH  
Schlenker, Dr. Sylke; Sunicon  
Theiss, Annecatrין; First Solar  
Wade, Andreas; Calyxo  
Wendt, Dr. , CSP Fraunhofer Institut  
Winzenick, Dr. Markus; Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie, Fachverband Automation  
Wolf, Dr. Jürgen; GP Innovation GmbH  
Wortmann, David; First Solar

## **Interviews**

Alsema, Eric; Universität Utrecht, 2.10.2009  
Berger, Wolfgang Bundesanstalt für Materialforschung und-prüfung, 16.09.2009  
Feltrin, Andrea (Universität Neuchatel), 14.1.2009  
Fischer, Markus, 30.09.2009  
Gerloff, Constantin und Kai Siemer: Solon, 7.09.2009  
Gerloff, Constantin, 7.09.2009  
Hagelücken, Christian Umicore, 15.01.2009  
Hagelücken, Dr. (Fa. Umicore), 22.2.2008  
Hinrichs, Volker, Heliotop, 8.09.2009  
Jäger-Waldau, Arnulf European Commission Joint Research Center, 9.09.2009  
Kernbaum, Sebastian, Encros, 3.09.2009  
Krueger, Lisa First Solar, 7.09.2009

Kux, Andreas, Q-Cells, 30.09.2009  
Maiser, Dr. Eric (VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel), 14.1.2009 und 29.09.2009  
Ruijter, Ignace de, Umicore, Am 11.09.2009  
Ruijter, Ignaz de; Umicore, 11.09.2009  
Schlatmann, Dr. Rutger, PVcomB., 10.09.2009  
Schlenker, Sylke, Sunicon, 11.08.2009  
Schlenker, Sylke: Sunicon, 13.01.2009  
Schwirtlich, Dr. Ingo, Schott Solar, 17.09.2009  
Siemer, Kai, Solon, 7.09.2009  
Sommer, Martin Schott Solar, 21.07.2009  
Viertl, Cormelia Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 02.09.2009  
Hinrichs, Volker, Heliotop, 8.09.2009  
Wade, Andreas, 30.09.2009  
Wade, Andreas, Markus Fischer und Andreas Kux: Q-Cells, 30.09.2009  
Wäger, Dr. Patrick (EMPA), Wambach, Karsten Sunicon, 9.09.2009  
Wambach, Karsten, Sunicon, 09.09.2009  
Wischmann, Wiltraud, Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung, 12.08.2009

## Anhang

### Maßnahmen zur Materialeffizienz und Ressourcenschonung in der Fertigung

#### I. Kristalline Technologien

##### Herstellung von SoG: Feedstock-Prozess

Bei der Herstellung von Solar Grade Silizium (SoG-Si)<sup>19</sup> aus metallurgischem Silizium (mg-Si) dominiert weltweit das Siemens-Verfahren, ein sehr energieintensives Verfahren, welches ursprünglich für die Produktion von hochreinem Silizium für die Halbleiterindustrie entwickelt wurde. Bei der Herstellung von einkristallinen (sc-Si)-Modulen werden 45% des Stromverbrauchs in der PV-Wertschöpfungskette für das Siemensverfahren aufgewendet. Für multikristalline (mc-Si)-Module entfallen 55%.

Dieser Anteil könnte erheblich gesenkt werden. Das Reduktionspotential des Stromverbrauchs beträgt zwischen 35 und 45% bezogen auf die gesamte PV-Wertschöpfungskette. Dieses Potenzial könnte durch folgende Ansätze erschlossen werden:

##### Flussbett-Reaktor (FBR)

###### Potenzial

Der Einsatz von Flussbett-Reaktoren für die Herstellung von 1kg Silizium aus Trichlorsilan oder Silan könnte im Vergleich mit dem Siemensverfahren den Stromverbrauch um 73% senken; Wärmebedarf und Materialverbrauch blieben aber gleich. Unter Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette könnte folglich eine Reduktion des Stromverbrauchs bei sc-Si- und mc-Si-Modulen von 33% bzw. von 40% erreicht werden.

Beteiligte Industriepartner am Crystal Clear Projekt haben berichtet, dass sie granulares Silizium mit 100% Belastung verwenden konnten, ohne damit verbundene Voroder Nachteile für Zykluszeit und Ausbeute. Erwähnt wurden Probleme wie längere Schmelzzeit und der Sauerstoffinhalt. Jedoch wurden keine Aussagen über diese Probleme von den Industriepartnern gemacht. Diese Probleme scheinen durch learning-through-practice gelöst worden zu sein. Eine Charakterisierung der Zellen an Instituten hat gezeigt, dass die Leistung der mit granulearem Silizium hergestellten Zellen der Leistung der Vergleichslinienzellen entspricht. Es wurde daher festgestellt, dass

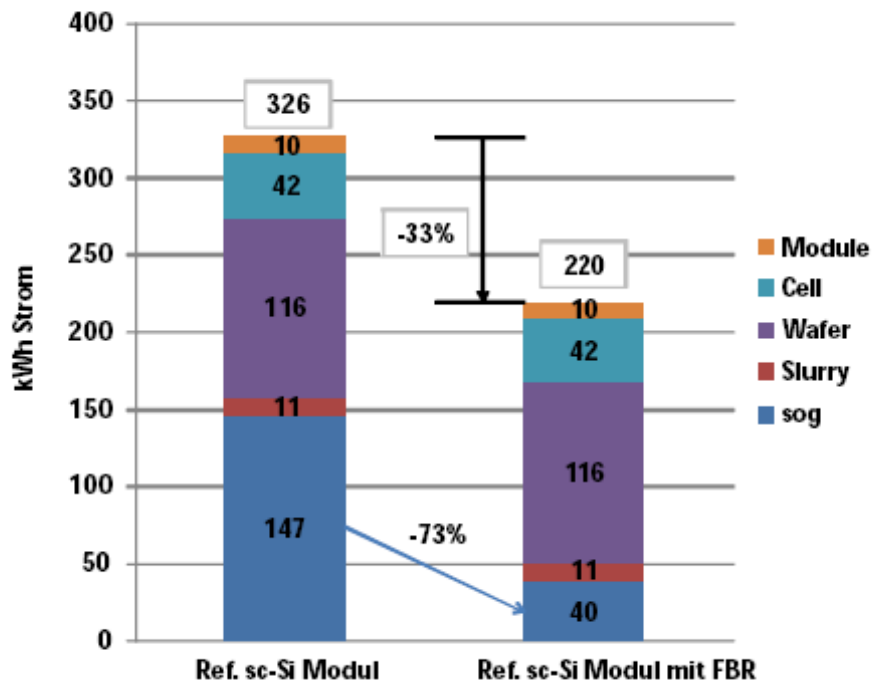
---

<sup>19</sup> Polykristallines Silizium (Polysilizium) mit für die Solarindustrie geeigneten Reinheitsgraden, die unter dem Reinheitsgrad von Silizium für die Halbleiterindustrie liegen.



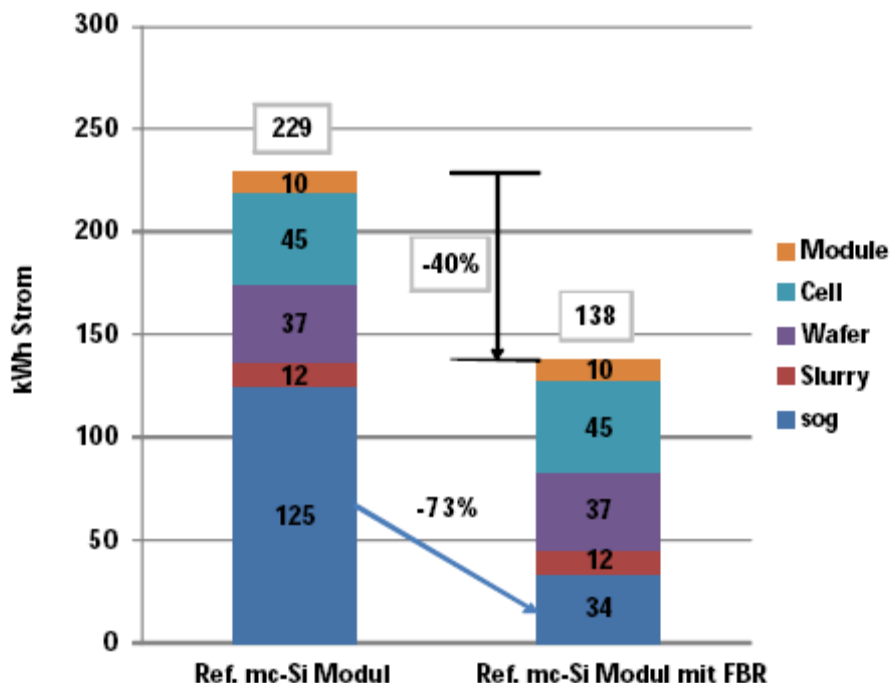
das granulare Material bezüglich des Reinheitsgrads das polykristalline Silizium komplett ersetzen kann (Sinke et al. 2009).

Reduzierung des Stromverbrauchs zur Herstellung eines sc-Si Moduls durch Ansatz des FBR



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

Reduzierung des Stromverbrauchs zur Herstellung eines mc-Si Moduls durch Ansatz des FBR



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

### Umsetzbarkeit

Die FBR-Technologie ist bereits marktfähig. Die deutsche Firma Wacker Chemie AG und die norwegische Firma Renewable Energy Corporation (REC), zwei der größten Hersteller von polykristallinem Silizium für die Solarindustrie, setzen auf diese Technologie.

Wacker Chemie hat Ende 2008 eine neue Produktionsanlage für granulares Silizium in Deutschland im Betrieb aufgenommen. Dort wird granulares Silizium aus Trichlorsilan erzeugt. REC Silicon hat im Jahr 2009 eine Anlage in den USA gebaut. Als Input Material für diese Anlage wird Silan eingesetzt.

Bisher stehen dem Einsatz der FBR-Technologie die hohen Investitionskosten für Anlagen in kommerziellem Maßstab entgegen.

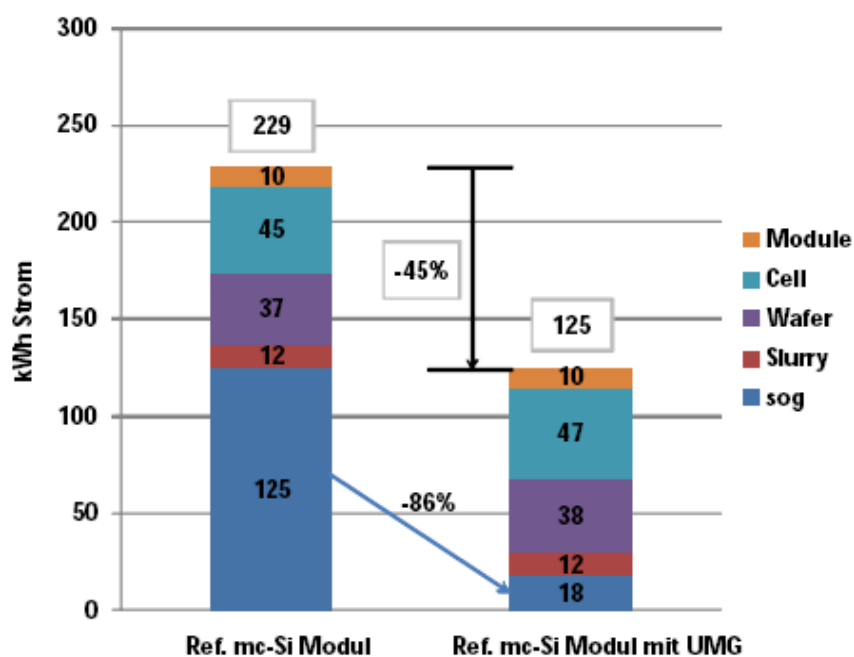
Die Ergebnisse der Befragung auf dem IZT-Workshop zeigen, dass für SoG Feedstock der Einsatz des Flussbett-Reaktors als besonders zur Energieeinsparung eingeschätzt wird. Das FBR-Verfahren wird als kurzfristig realisierbar bewertet.

## Das metallurgische Verfahren

### Potenzial

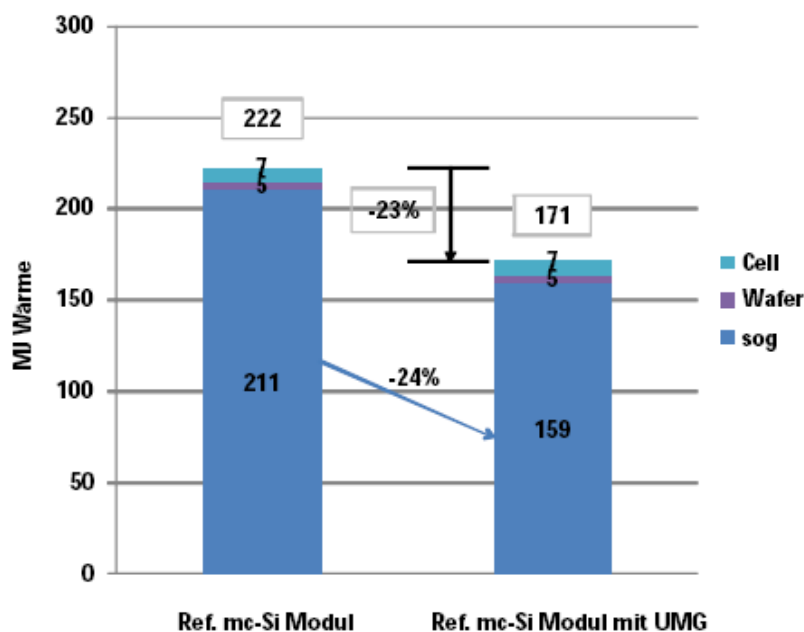
Neben dem FBR existiert ein physikochemisches Verfahren zur Herstellung von UMG- (Upgraded Metallurgical Grade) Si, das neben dem Elektrizitätsverbrauch auch den Bedarf an Wärme senkt. Im Gegensatz zum Siemens- und FBR-Verfahren verzichtet das metallurgische Verfahren auf die Gasdestillation, indem mg-Si direkt gereinigt wird. Die Einsparung des Strom- und Wärmeverbrauchs für die Herstellung von UMG-Si aus mg-Si im Vergleich mit dem Siemens-Verfahren liegt bei 86% bzw. 24%. Diese Einsparungen entsprechen einer Reduktion des Stromverbrauchs der gesamten Wertschöpfungskette von 45% und des Wärmeverbrauchs von 23%. Ein zusätzlicher Vorteil könnte der wesentlich schnellere Ausbau von Produktionskapazitäten sein.

Reduzierung des Stromverbrauchs zur Herstellung eines mc-Si Moduls durch Ansatz von UMG-Si



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

Reduzierung des Wärmeverbrauchs zur Herstellung eines sc-Si Moduls durch Ansatz von UMG-Si



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

### Umsetzbarkeit

Module aus UMG-Si sind relativ neu am Markt. Zwei Unternehmen bieten UMG-Si an, welches den Qualitätsansprüchen der PV-Industrie entspricht: die norwegische Firma Elkem Solar sowie die kanadische Firma Timminco. Die französische Firma Photowatt und die kanadische Solar Inc. bieten Module aus UMG-Si an und weitere Unternehmen wie Q-Cells arbeiten an der Verarbeitung des Materials.

Die Verarbeitung des UMG-Si ist anspruchsvoller als die Verarbeitung von konventionell in Siemens-Reaktoren gereinigtem Silizium. Der nicht verwendbare Teil des Ingots, der für Polysilizium bei ca. 30% liegt, könnte mit UMG-Si bei bis zu 75% liegen, abhängig von der Materialqualität.

Darüber hinaus ist die Durchbruchspannung der Zelle geringer und indiziert dadurch ein höheres Risiko für „Hot Spots“, welche zur Zerstörung führen. Das Risiko wird abgefangen, indem höchstens 12 Zellen pro Bypassdiode verschaltet werden. Dieses führt zu einer zunehmenden Anzahl an Bypassdioden.

Die lichtinduzierte Degradation bei den UMG-Zellen von Q-Cells ist ca. 1% höher, was zu einem geringfügigen Wirkungsgradverlust führt. Der Wirkungsgrad dieser Zellen ist um ca. 0,1% niedriger. Die Firma Calisolar erreicht einen Spitzenwirkungsgrad von rund 15 Prozent (Photon 12/2009).

Die Prozesse der Kristallisations-, der Wafer- und der Zellfertigung müssen an das Material angepasst werden. Die Firma Calisolar hat in einer Anlage in USA zudem einen neuen Schritt unter dem Namen „Wafer Treatment“ eingeführt, um den Schaden der Verunreinigungen zu verringern. Momentan unterliegen diese Prozessschritte der Geheimhaltung. Das gilt auch für Anpassungsmaßnahmen einzelner Prozessschritte durch andere Marktteilnehmer neben Calisolar. Mittelfristig wird veränderten Kristallisationsprozessen die größte Bedeutung für eine hohe UMG-Ausbeute bei gleichzeitig hohem Zellenwirkungsgrad zugeschrieben.

Ein tieferes Wissen und Verständnis der genauen Auswirkung der Verunreinigungen ist erforderlich. Im Crystal Clear Projekt wurde die Rolle sowie der maximal zulässige Anteil an Verunreinigungen untersucht. Die involvierten Partner waren ECN Solar Energy, Norwegian University of Science and Technology, Fraunhofer Institut für Solar Energiesysteme (ISE) und Solar Material von der Firma Deutsche Solar. Durch dieses Vorhaben wurde ein besseres Verständnis des Zusammenhangs zwischen Verunreinigungen und Zellwirkungsgrad geschaffen. Weitere Herausforderungen sind die Erstellung von standardisierten analytischen Methoden, um Verunreinigungen zu messen und Material-Kennzahlen zu quantifizieren (Sinke et al. 2009).

Der Einsatz von UMG-Si wurde auf dem IZT-Workshop als hoch relevantes Energieeinsparpotential gesehen, der Realisierungszeitraum wurde kontrovers bewertet.

### **Vapor to Liquid Deposition (VLD)**

#### Potenzial

Der Trichlorosilan-basierte Prozess ist ähnlich dem Siemens Prozess, jedoch mit dem Unterschied, dass der rohrförmige Reaktor (Tubereactor) mit induktiver Heizung Silizium in flüssiger Form abscheidet. Das VLD Verfahren könnte den Durchsatz um einen Faktor 10 erhöhen und dadurch eine Kostenreduktion erreichen.

#### Umsetzbarkeit

Das Verfahren wurde von der japanischen Firma Tokuyama entwickelt. Es ist noch im Pilotstadium. Das FuE-Projekt wird von NEDO (The New Energy and Industrial Technology Development Organization Japan) unterstützt.

Dem VLD-Prozess wurde auf dem Workshop eine mittlere Bedeutung zugeschrieben und als langfristig realisierbar bewertet.

### **Free Space Reaktor (FSR)**

#### Potenzial

Die FSR-Technologie stellt Si-Pulver aus Monosilan her. Diese Technologie hat das Potenzial die Verunreinigungen im Silizium, welche durch Kontakt mit den Reaktorwänden entstehen, zu vermeiden. Das geschieht durch die Zersetzung von Silan in dem freien Raum des Reaktors. Außerdem ermöglicht das Monosilan eine niedrigere

Prozesstemperatur, die FSR-Technologie könnte daher zu einer Reduktion des Energieverbrauchs führen.

#### Umsetzbarkeit

Der Prozess wurde von Joint Solar Silicon (JSSi) entwickelt und ist noch im Pilotstadium. Es sind keine Informationen über quantitative Potenziale und analytische Zahlen verfügbar.

Experten des Workshops haben das Potenzial des FSR als Mittel bedeutsam und kurzfristig realisierbar bewertet.

#### **Kristallisationsprozess: von SoG-Si zu Ingot**

Das Reinstsilizium kann auf unterschiedliche Weise weiterverarbeitet werden. Für multikristalline Zellen kommen größtenteils das Gießverfahren und das Bridgeman-Verfahren zum Einsatz. Monokristalline Zellen werden fast immer nach dem Czochralski-Verfahren hergestellt. Bei allen Verfahren wird das SoG-Si in einem Tiegel geschmolzen.

Der Kontakt der Schmelzmasse mit den Tiegelwänden führt zum Einbau von Verunreinigungen, die die Materialqualität und daher den Wirkungsgrad der daraus hergestellten Zelle reduzieren. Beim Czochralski-Verfahren diffundiert Sauerstoff in das flüssige Silizium und lagert sich in geringfügigen Mengen in der Gitterstruktur des Halbleiterelements an. Dieses Phänomen führt zu einem Degradationseffekt, d.h. Verringerung der Leistung um circa 3%.

#### **Magnetisches Verfahren (sc-Si)**

##### Potenzial

Beim Magnetischen Czochralski-Verfahren (MCz) kann der Sauerstoff beim Kristallziehen vom Silizium ferngehalten werden.

Mittels Spulen, die in der Apparatur integriert sind, wird ein magnetisches Feld erzeugt. Dieses Magnetfeld interferiert dabei mit den freien Elektronen der Si-Schmelze vor allem am Rand des Tiegels, wodurch ein Anreichern der Sauerstoffatome unterhalb des Kristalls verhindert wird. Dadurch kann die Sauerstoffkonzentration auf fast null reduziert werden.

##### Umsetzbarkeit

Der chinesische Ingot-Produzent Xi'an Longi Silicon Technologies, der aus der Halbleiterbranche kommt und seit 2003 auch auf dem Photovoltaikmarkt aktiv ist, stellt Ingots nach dem magnetischen Czochralski-Verfahren für die Halbleiter- und PV-Industrie her. Das Unternehmen berichtet von guten Ergebnissen in Tests bezüglich der Verringerung des Degradationseffekts.

Hürden für den Einsatz der Technologie sind das aufwendigere Produktionsequipment und der höhere Energiebedarf, welche das Endprodukt im Vergleich zur sauerstofffreien Konkurrenz verteuert (Photon 03/2008).

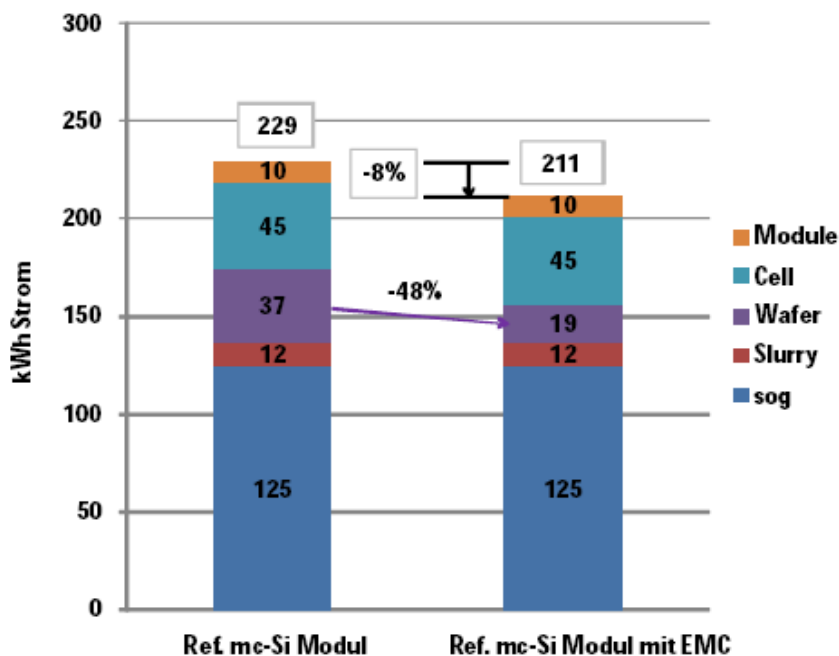
Auf dem Workshop wurde von den Experten dem magnetischen Verfahren eine mittlere Bedeutung beigemessen und eine langfristige Realisierbarkeit attestiert.

### Elektromagnetisches Verfahren (mc-Si)

#### Potenzial

Bei dem elektromagnetischen Verfahren wird Silizium durch das von Induktionsmagnetspulen erzeugte elektromagnetische Feld geschmolzen. Die nach innen gerichtete elektromagnetischen Kräfte halten das Silizium im Zentrum des Reaktors. Es ist daher kein Tiegel mehr nötig und der Sauerstoffeinbau wird größtenteils vermieden. Der Prozess hat einen höheren Durchsatz wegen der leichten Übertragung zu einem kalten Umfeld (Scheel, Fukuda 2004). Auf Prozessebene könnte der Stromverbrauch bei der multikristallinen Waferherstellung um 48% reduziert werden. Der gesamte Stromverbrauch sinkt um 8%.

Reduzierung des Stromverbrauchs zur Herstellung eines mc-Si Moduls durch Ansatz des elektromagnetischen Verfahrens (EMC)



Quelle: Eigene Berechnung des IZT



### Umsetzbarkeit

Das elektromagnetische Verfahren wurde hauptsächlich in Europa und in Japan entwickelt. Die Technologie ist bereits auf dem Markt. Zum Beispiel stellt die japanische Firma SUMCO von der Halbleiterindustrie mit dem Verfahren Wafer her. Das französische Institut EPM Madylam und das Unternehmen Photowatt haben zusammen den elektromagnetischen Durchlaufschmelzofen entwickelt. Dieser Ofen wird von der Firma Emix für die Herstellung von mc-Si Ingots verwendet (Photon 11/2006).

Ein Nachteil dieser Technologie sind die geringe Korngröße und die Defekte der produzierten Ingots, die durch die schnelle Kühlung entstehen. Dies führt zu einer geringen Materialqualität. Ein besseres Verständnis und eine bessere Steuerung des Prozesses ist erforderlich.

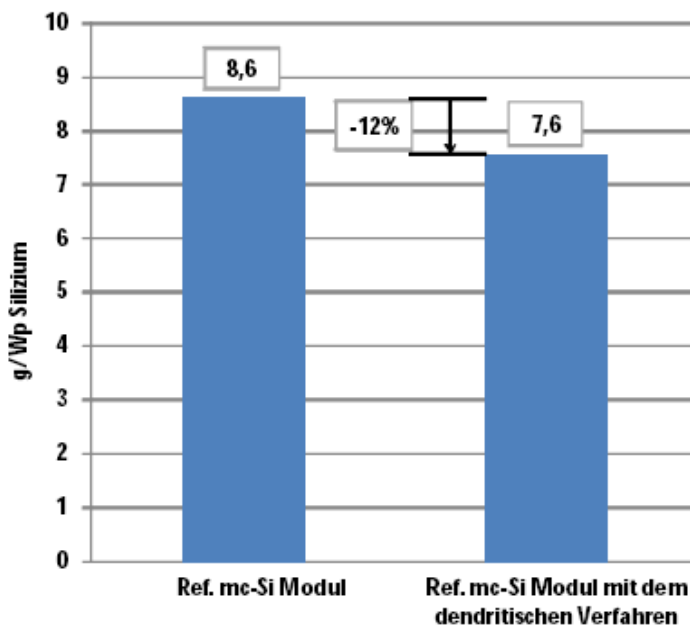
Das elektromagnetische Verfahren wurde auf dem Workshop als hoch relevant, jedoch erst als langfristig realisierbar bewertet.

### **Dendritisches Gießverfahren (mc-Si)**

#### Potenzial

Das dendritische Verfahren ist eine Züchtungsmethode, die auf das Verständnis von genauen Kristallzüchtungsmechanismen zur Kontrolle der Mikrostrukturen und Kristalldefekte basiert. In einem Tiegel wird zuerst das Polysilizium mit kontrollierter Oberfläche und unter adäquaten Bedingungen entlang des Tiegelbodens gezüchtet. Anschließend erfolgt durch Steuerung der Züchtungsbedingungen eine gerichtete Erstarrung des Siliziums (Uni Tohoku 2008). Durch dieses Verfahren werden multikristalline Ingots mit homogener Kornrichtung und höhere Korngröße hergestellt. Daher wird eine höhere Materialqualität im Vergleich mit anderen Tiegelverfahren erreicht. Das Potenzial ist eine mc-Si-Materialqualität vergleichbar mit der des sc-Si (Nakajima et al. 2009). Dies würde zu einer Reduktion des pro Wp notwendigen Materialverbrauchs um 12% führen.

Reduzierung des Si-Materialverbrauchs zur Herstellung eines mc-Si Moduls durch Ansatz des dendritischen Verfahrens



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

### Umsetzbarkeit

Das Verfahren wird in einem Gemeinschaftsprojekt von Sharp Cooperation und der Tohoku Universität in Japan entwickelt (Photon 10/2008).

Für den Einsatz dieser Technologie in der Solartechnik sind noch Optimierungen erforderlich. Weitere Grundlagenforschung in Bildungsmechanismen von Kristalldefekten ist dafür notwendig.

Das dendritische Verfahren ist laut Experten des Workshops nur mittelbedeutsam und erst langfristig realisierbar.

### **Ziehen von größeren Ingots**

#### Potenzial

Das Ziehen von größeren Ingots hat das Potential, den Durchsatz zu erhöhen und den spezifischen Energieverbrauch zu reduzieren. Im Rahmen des Crystal Clear Projektes konnten Projektpartner wie Deutsche Solar und Photowatt mit einer Erhöhung der Standard-Ingotsgröße von 130% eine Erhöhung des Durchsatzes von 85% erreichen (Sinke et al. 2009). Außerdem werden Materialverluste durch Verunreinigungen reduziert, da die Oberfläche der Ingots im Verhältnis zum Volumen reduziert wird. Das Re-

duktionspotential für den Energieverbrauch und die Materialverluste konnte nicht quantifiziert werden.

### Umsetzbarkeit

Das Ziehen von größeren Ingots ist bereits marktfähig. Seit einigen Jahren geht der Trend bezüglich der Ingotgröße in der PV-Branche generell nach oben.

Zum Ansatz von größeren Ingots konnten keine technische Hürden identifiziert werden. Vermutlich ist ein Hemmnis die lange Lebensdauer des Kristallisationsequipments.

Nach Expertenmeinung kann bereits kurzfristig die Materialausbeute durch Ziehen von größeren Ingots erhöht werden.

## **Waferherstellung: von Ingots zu Wafern**

Als Standard-Prozess wird der Ingot im Anschluss an die Kristallisation mit Hilfe einer Drahtsäge und eines Schleifmittels „Slurry“, eine Mischung aus Glykol und SiC, in Wafer zersägt, wobei die Dicke des Drahtes, ca. 140 µm, von ähnlicher Größenordnung ist wie die Dicke der erzeugten Wafer, 180 µm. Somit fallen alleine durch den Sägeprozess ca. 50% (ca. 200 µm) des Si-Materials als Verlust an. Der Verlust wird als Kerf-Loss bezeichnet und könnte reduziert bzw. vermieden werden.

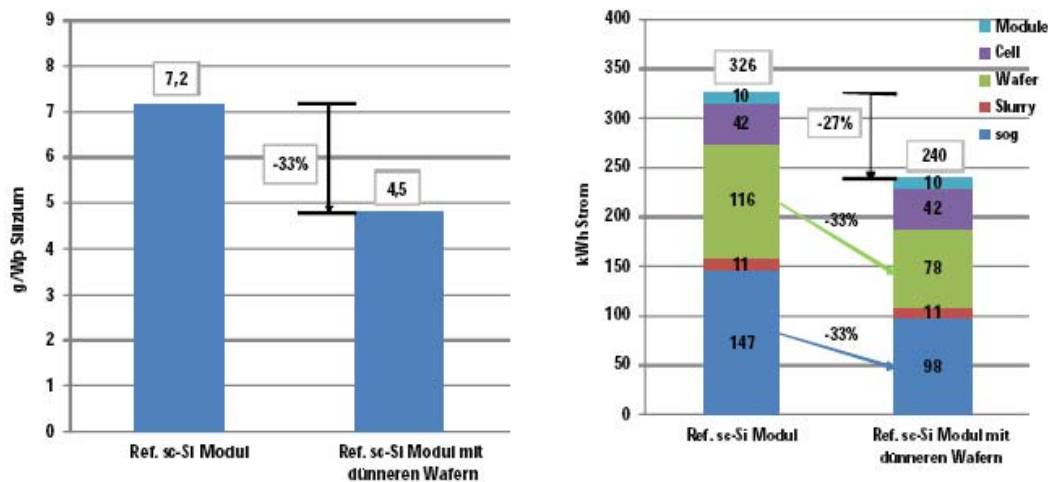
## **Dünnerer Sägedraht und dünnere Wafer**

### Potenzial

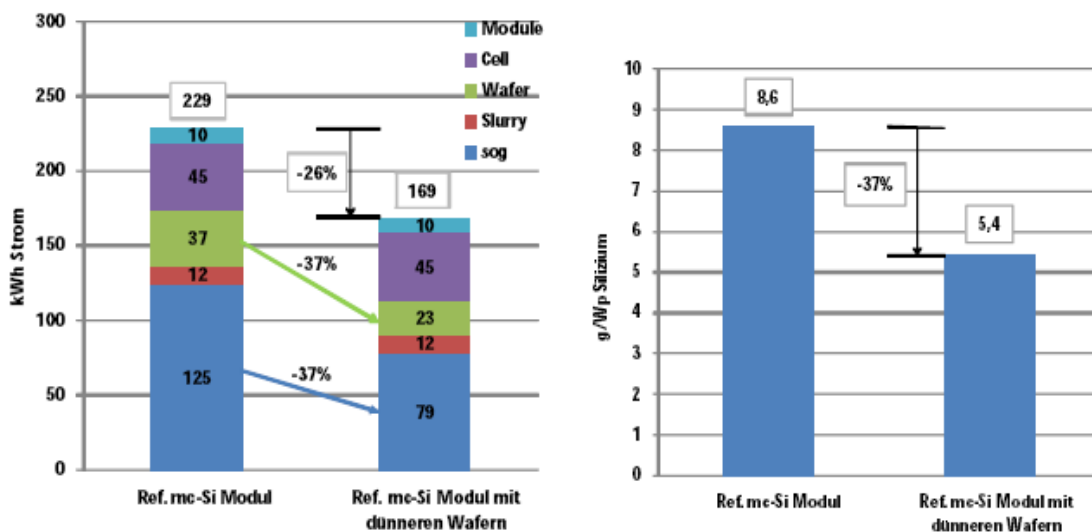
Das produktionstechnische Ziel beim Sägen der Ingots ist möglichst dünne Wafer herzustellen bei gleichzeitig geringem Kerf-Loss. Dieser Materialverlust kann durch Verringerung des Sägespaltes sowie durch Verringerung der Waferdicke reduziert werden.

Tests haben gezeigt, dass der Einsatz eines 100µm-dicken Sägedrahts in Kombination eines Slurrys mit geringerer Korngröße zu einer Verringerung des Kerf-Loss auf 140 µm führt (Sinke et al. 2009). Die verminderte Korngröße ist notwendig, um eine erhöhte Welligkeit des gesägten Wafers zu vermeiden. Mit einer gleichzeitigen Reduktion der Waferdicke von 180 auf 100 µm, wird der Si-Verbrauch des Sägeprozesses pro m<sup>2</sup> Wafer um 40% reduziert. Da die Si-Materialverluste der gesamten Wertschöpfungskette vom Kerf-Loss dominiert werden, führt die Reduktion der Si-Verluste zu ca. 33% Reduktion des gesamten Si-Materialeinsatzes für sc-Si und ca. 37% für mc-Si. Sowohl für sc- als für mc-Si bedeutet dies für den gesamten Strom- und Wärmeverbrauch eine Reduzierung von ca. 25% bzw. 35%.

Reduzierung des Si-Materialverbrauchs und des Energieverbrauchs zur Herstellung eines sc-Si Moduls durch Ansatz dünnerer Wafer



Reduzierung des Si-Materialverbrauchs und des Energieverbrauchs zur Herstellung eines mc-Si Quelle



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

### Umsetzbarkeit

Viele Forschungsvorhaben haben die Reduktion des Kerf-Loss zum Ziel. Im Crystal Clear Projekt und im Verbundprojekt „Kerf Loss: Steigerung der Ressourcennutzung bei der Fertigung von Solarsiliziumwafern durch Reduzierung des Sägeverlustes“ entwickeln die Deutsche Solar AG, PV Silicon AG, ASI Industries, das Fraunhofer-Institut

für Werkstoffmechanik (IWM) und für Solare Energiesysteme (ISE), sowie das Betriebsforschungsinstitut VDEh-Institut für angewandte Forschung (BFI/ VDEh) Hochleistungssägen, mit denen der Kerf-Loss um 50% reduziert werden kann. Ziel ist die Verringerung des Kerf Loss auf idealerweise 100 µm und gleichzeitiger Verringerung der Waferdicke auf ebenfalls 100 µm.

Ein Hemmnis gegen den Einsatz von dünneren Drähten ist die reduzierte Sägeschwindigkeit. Weitere Tests und Untersuchungen sind erforderlich für den Einsatz in der Produktion.

Darüber hinaus führt der Einsatz von dünneren Drähten zu einer erhöhten Waferwelligkeit und Risse, welches wiederum zu einer Senkung des Zellenwirkungsgrads führt. Dies wird durch den Einsatz von geringerer SiC-Korngröße vermieden, was zu einer Erhöhung der Kosten führen kann.

Schließlich wurde durch Tests eine Grenze zur Reduzierung der Drahtdicke festgestellt: ab 80 µm Drahtdurchmesser wird der Verschleißgrad signifikant erhöht. Da der Verschleiß des Drahts relativ unabhängig von der Drahtdicke ist, wird ein dünnerer Draht prozentual mehr abgenutzt als der Standarddraht. Bei 80µm wird die Anzahl von Wafern, die mit einem Draht gesägt werden können, so stark reduziert, dass sich diese Drahtdurchmesser für die industrielle Anwendung nicht mehr eignen.

Die Experten auf dem Workshop haben das Potenzial als mäßig relevant eingeschätzt und halten es für mittel- bis langfristig realisierbar.

## **Diamantdrahtsäge**

### Potenzial

Die Diamantdrahtsäge verzichtet auf das Slurry und ermöglicht einen feineren Schnitt. Ihr Einsatz würde daher zu einer Reduktion von 100% des Slurrys führen. Der Kerf-Loss beim Einsatz dieser Technologie wird als der kleinste aller Sägetechnologien eingeschätzt. Das Potenzial der Kerf Loss-Reduktion konnte allerdings nicht beziffert werden.

### Umsetzbarkeit

Die Diamantdrahtsäge-Technologie für das Trennen von Silizium in dünne Wafer wurde in den letzten Jahren entwickelt, ist allerdings noch nicht marktverfügbar.

Die Firma Meyer Burger Technology hat im September 2009 die Geschäftsaktivitäten von Diamond Wire Technology LLC (DWT) für die Verarbeitung von kristallinem Silizium für die PV-Industrie übernommen. DWT ist marktführend in der Diamantdraht-Technologie. Die DWT Diamantdrahtsäge wird momentan bei Meyer Burger nur zum Trennen von Saphir als Substrat für die LED-Herstellung und andere sehr harte und teure Kristalle angeboten (Meyer Burger 2009).

Für das Schneiden der Ingots in Blöcke hat Applied Materials das Produkt 'Applied HCT Diamond Squarer' im September 2009 auf dem Markt eingeführt. Die neue Tech-

nologie solle eine Kostenreduktion des Schneidprozesses von Ingots in Blöcke von bis zu 33% erreichen (PV-tech 09/2009). Die Bedeutung im Hinblick auf Material- und Energieeinsparung konnte nicht eingeschätzt werden.

Hemmnisse des Einsatzes der Diamantdrahtsäge-Technologie sind die relativ hohen Investitionskosten.

Für das Trennen des Siliziums in dünne Wafer könnte die PV-Industrie Prozesse aus der Halbleiterindustrie anpassen und einsetzen. Zum Beispiel wurde eine Kombination aus Diamantsäge und wassergeführtes Laser-Schneiden von der Firma Synova entwickelt. Das sogenannte MicroJet-Verfahren könnte den Kerf-Loss weiter reduzieren, indem das abgeschnittene Material vom Wasser kontinuierlich entfernt wird (Mai et al. 2007).

Auf dem Workshop wurde der Diamantdrahtsäge ein kleines Potenzial zugeschrieben und die Realisierbarkeit als langfristig bewertet.

### **Folien-Technologien: EFG, String Ribbon, RGS**

#### Potenzial

Eine günstigere Alternative zu den Slurry- und Diamantsäge-Technologien ist die bessere Ausnutzung des Siliziums, indem die Wafer direkt aus der Si-Schmelze in Waferform gebracht werden. Dieses sogenannte Folien-Silizium zeichnet sich dadurch aus, dass mehr als 90% des Ausgangsiliziums auch in Waferform zur Verfügung steht. Allerdings sind manche Folien-Technologien heute bis zu ca. 50% dicker. Es sind auch dünnere Wafer möglich, jedoch weisen diese einen geringeren Wirkungsgrad als die gesägten Wafer auf. Bezogen auf die Prozessebene bedeutet das, dass eine Reduktion des spezifischen Materialeinsatzes für die gleiche Ausgangsmenge von 25% erzielt wird.

#### Umsetzbarkeit

Drei Technologien sind am Markt verfügbar: die Edge-defined Film-fed Growth (EFG) Technologie der Firma Schott Solar, die String Ribbon Technologie der amerikanischen Firma Evergreen und RGS Folien Technologie. Letztere wurde von ECN und der Uni Konstanz entwickelt und von der Firma Solwafers getestet und produziert.

Aufgrund der höheren thermischen Spannungen bei der Kristallisation im Vergleich zur klassischen Ingot-Kristallisation und durch teilweise höhere Verunreinigungskonzentrationen weisen diese Materialien (ohne Nachbehandlung) in der Regel eine geringere und teilweise auch inhomogene Materialqualität auf.

Im Fall von EFG und String-Ribbon konnten bei einer Dicke von 300 µm Wirkungsgrade erzielt werden, die mit den Wirkungsgraden von c-Si Zellen vergleichbar sind. Allerdings haben die hohen Equipment-Kosten dieser Technologien in Kombination mit Fortschritten bei der weiteren Reduzierung der Waferdicke von gesägten Wafern zur Folge, dass kein erheblicher Kostenvorteil entsteht. Eine weitere Reduzierung der Waferdicke ist im Vergleich mit den gesägten Wafer notwendig um dies zu kompensieren.

sieren. In Pilotprojekten werden EFG und String-Ribbon-Waferdicken von 200 µm untersucht (Sinke et al. 2009). Diese müssen weiter getestet werden, um eine industrielle Implementierung zu ermöglichen.

Die RGS-Technologie ermöglicht die Herstellung von dünneren Wafern, die hingegen einen geringen Wirkungsgrad von 11% aufweisen (Sinke et al. 2009).

Zur Durchsetzung der Folien-Technologien ist die Entwicklung eines besseren Prozesscontrollings notwendig.

Das Potenzial wurde auf dem Workshop als wenig relevant und langfristig realisierbar eingeschätzt.

## **Abscheidung von Silizium auf Substrat**

### Potenzial

Eine neue Entwicklungsrichtung ist die Abscheidung von Silizium auf einen Substrat zur Herstellung von sogenannten Wafer-Äquivalenten. Bei diesem Verfahren werden 10-30 µm Hochqualitäts-Si-Schichten auf einem günstigen Substrat wie low-grade-Silizium oder keramische Materialien abgeschieden oder aufgebracht. Die Reduzierung der Dicke im Vergleich zu Standardwafern führt zu einer Reduktion des Si-Materialeinsatzes um 95%.

### Umsetzbarkeit

Die waferäquivalenten Technologien sind im Laborstadium. Drei unterschiedliche Technologien wurden im Crystal Clear Projekt untersucht: das epitaxisch eingedickte, freistehende Wafer-Äquivalent, die rekristallisierte Silizium-Seed-Schicht und das epitaxische Wafer-Äquivalent. Die letzte Technologie ist sehr nah am Pilotstadium und könnte in wenigen Jahren marktverfügbar werden (Sinke et al. 2009).

Hürden des epitaxischen Wafer-Äquivalents sowie in größerem Umfang für die zwei anderen Wafer-Äquivalente ist der bislang niedrigere Wirkungsgrad. Andere Herausforderungen sind bei dem epitaxisch eingedickten, freistehenden Wafer-Äquivalent die Schwierigkeit des Handlings durch weitere Prozessschritte. Bei dem Verfahren der rekristallisierten Silizium-Seed-Schicht stellt die Entwicklung von angepassten Abscheidungsverfahren und Zellenherstellungsprozesse eine große Herausforderung dar (Sinke et al. 2009).

Diese Technologien weisen ein großes Potenzial zur Material- und Kostenreduktion auf. Es soll in F+E Projekten weiter untersucht werden.

Experten des Workshops haben den Wafer-Äquivalenten ein kleines Potenzial zugeschrieben und die Realisierbarkeit als langfristig bewertet.



## Zellen- und Moduldesign

### Rahmenloses Moduldesign

#### Potenzial

Durch rahmenlose Module könnte der Aluminiumverbrauch fast auf null reduziert werden. Darüber hinaus werden die Abstände zwischen den Modulen verringert und damit auch die Kanten, an denen sich Verunreinigungen absetzen, vermieden. Ohne Aluminiumrahmen kann die Energierücklaufzeit um 0,1 Jahre verkürzt werden (Home Power 10/2008).

#### Umsetzbarkeit

Rahmenlose Dünnschicht-Module werden für die Gebäudeintegration beispielsweise anstelle von Dachziegeln bereits eingesetzt.

Ohne Rahmen verliert das Modul an Stabilität und Robustheit besonders an den Kanten. Die Lebensdauer könnte für kristalline Aufdachsysteme verringert werden.

Rahmenlose Module wurden auf dem Workshop als hoch relevant und als kurzfristig realisierbar beurteilt.

### Ersatz des Silbers durch Kupfer

#### Potenzial

Aufgrund seiner guten Leitfähigkeit wird Silber in der Metallkontaktierung der Zellen eingesetzt. Silberpasten werden auf die Vorderseite in Form von dünnen Fingern aufgedruckt und Silber oder Silber/Aluminium-Pasten werden an die Metallbändchen aufgebracht, welche die Zellen entweder in Reihe oder parallel elektrisch miteinander verbinden. Obwohl der Silber-Anteil nur bei 0,006% des Standard-Modulgewichts liegt, wird der Ersatz dieses Metalls entscheidend für die Kosten der PV-Module sein. In den nächsten 5 Jahren ist eine Reduktion des Silbereinsatzes von 30% zu erwarten. Längerfristig wird mit Alternativen für einen kompletten Ersatz des Silbers durch z.B. Kupfer experimentiert.

#### Umsetzbarkeit

Alternativen zu Silber zur Kontaktierung sind heute Gegenstand der Forschung. Beispielsweise hat das Nanoelektronik und -technik Forschungszentrum IMEC in Belgien eine großflächige Solarzelle mit Kupfer-Frontkontaktierung entwickelt. Im Labor konnte ein mit silberkontaktierten Zellen vergleichbarer Zellenwirkungsgrad erreicht werden (IMEC 2009).

Die Oxidation des Kupfers kann ein Hemmnis dieses Ansatzes darstellen. Die Oxidation könnte durch die Entwicklung von Schutzschichten vermieden bzw. verringert werden. Es ist unklar, ob IMEC dieses technische Problem gelöst hat.

Darüber hinaus ist die Entwicklung von Kupfer-Metallisierungsanlagen mit einem industriellen Durchsatz für den Einsatz von Kupfer-Kontaktierungen in der Industrie erforderlich. Bezüglich des Wirkungsgrads sieht IMEC ein Potenzial für weitere Steigerungen.

Der komplette Ersatz des Silbers durch Kupfer wurde auf dem Workshop zwar als sehr relevant eingestuft, aber nur als langfristig realisierbar eingeschätzt.

## **Glasdicke**

### Potenzial

Die Standarddicke der Glasschicht liegt derzeit bei 4mm. Das Solarglas besteht entweder aus Walzglas mit 60 % Marktanteil oder aus Floatglas mit 40 %. Wenn eine Reduzierung der Dicke für c-Si-Module aus statischen Gründen nicht möglich ist, sind alternative Glassorten erforderlich. Das heutige Solarglas könnte durch nur 2mm dickes, thermisch gehärtetes Walzglas ersetzt werden. 50% der eingesetzten Glasmenge könnte daher ohne Verlust an Zugfestigkeit und Steifigkeit eingespart werden. Ein anderer Vorteil des Walzglaseinsatzes ist die günstigere Herstellung gegenüber dem Floatglas wegen des um 45% niedrigeren Energieverbrauchs (Schlemm 2009). Die Oberfläche der Walzglasscheiben ist nicht so gleichmäßig wie beim Floatglas, für kristalline Solarmodule, bei denen das Glas nur zur Abdeckung und nicht als Substrat für den Auftrag aktiver Schichten benutzt wird, allerdings ausreichend (Photon 02/2008).

### Umsetzbarkeit

Es wurden im Rahmen des thüringischen Forschungsprojekts Glasing, an dem die Johanna Solar Technology GmbH beteiligt ist, ein Prototyp für das dünne Solarwalzglas entwickelt.

Mit dem avisierten Ausbau der PV-Produktion könnte die PV-Industrie bereits 2012 rund fünf Prozent des weltweit produzierten Glases aufnehmen. Einige Experten erwarten eine Knappheit und Verteuerung der eisenarmen Grundstoffe, Sand, Dolomit und Feldspat und somit des Glases. Der Anteil der Glaskosten an den Herstellungskosten eines PV-Moduls könnte in den nächsten sieben Jahren von 4 auf ca. 15 % steigen. Heute eilt die Nachfrage nach Walzglas dem Angebot um ca. ein Jahr voraus, während es bei Floatglas keinen Mangel gibt. Es wird daher befürchtet, dass die Solarindustrie aus mangelnder Information zunehmend Floatglas einsetzt. Die Produktionskapazität von Walzglas sollte erweitert werden. Eine Möglichkeit wäre, dass die PV-Industrie sich ihre eigenen Quellen für adäquates und preiswertes Glas schafft.

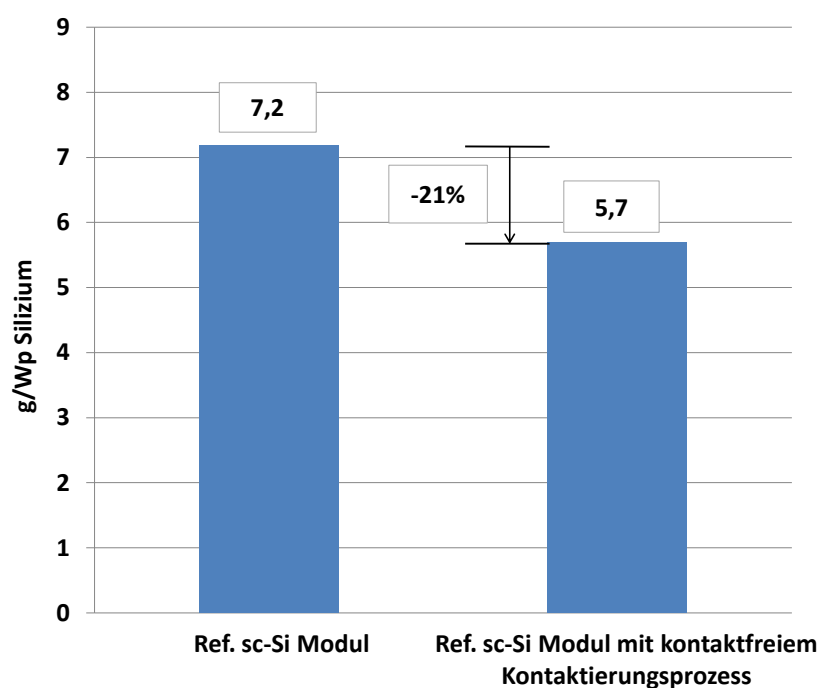
Auf dem Workshop wurde einer Reduktion der Glasdicke eine hohe Relevanz für die Materialeffizienz beigemessen. Die Maßnahme kann in naher Zukunft realisiert werden.

## Kontaktfreier Kontaktierungsprozess

### Potenzial

Die Kontaktierung muss nicht nur gut leitfähig sein, sondern auch eine möglichst kleine Kontaktgitterabdeckung auf der Vorderseite haben, um den Ertrag des PV-Moduls zu maximieren. Als Standardverfahren wird die Siebdrucktechnik eingesetzt. Dabei werden ca. 100 µm breite Kontaktfinger auf der Vorderseite der Solarzelle abgedruckt. Mit einem optimierten Kontaktierungsprozess könnte diese Breite um 70% reduziert werden, was zu einer Erhöhung des Wirkungsgrads führen könnte. Es hätte den zusätzlichen Vorteil, die Bruchgefahr der immer dünneren Wafer beim Kontaktierungsprozess zu mindern. Bisher konnten Zellenwirkungsgrade für sc-Si von über 20% erreicht werden, welches zu einer Reduktion des spezifischen Materialverbrauchs um ca. 21% führen könnte.

Reduzierung des Si-Materialverbrauchs zur Herstellung eines sc-Si Moduls durch kontaktfreien Kontaktierungsprozess



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

### Umsetzbarkeit

US-Firma Optomec, Lieferant von Produktionsanlagen für die Elektronik-, Display- und Photovoltaik-Industrie, hat die Drucktechnologie „Aerosol Jet“ entwickelt. Diese wird seit 2004 für den Druck elektronischer Schaltungen vermarktet. Bei dieser Technologie

schweben eine Reihe von Düsen etwa drei Millimeter über die Oberfläche und sprühen von dort feine Strahlen aus winzigen Metallpartikeln auf die Zielfläche. Den Einsatz von Aerosol Jet für Zellenkontaktierung in der Photovoltaik wird vom Fraunhofer Institut für Solar Energie Systeme (ISE) getestet.

Der Aerosoljet Kontaktierungsprozess benötigt einen zusätzlichen Prozessschritt gegenüber dem Siebdruck: nach dem Sprühen ist für die Leitfähigkeit ein galvanischer Prozess erforderlich. Langfristig halten Experten diesen Nachteil für gering, da die Industrie sowieso immer stärker auf derartige Prozesse setzen wird, um bei größeren Zellen die Leitfähigkeit der Kontakte zu optimieren (Photon 11/2007). Bezüglich des Durchsatzes kündigt Optomec eine vergleichbare Druckgeschwindigkeit der Maschine mit durchschnittlichen Siebdruckmaschinen an (Global Solar Technology 2009). Allerdings wurde auf dem Expertenworkshop erwähnt, dass ein geringerer Durchsatz für die industrielle Umsetzung die Hürde zum Einsatz dieser Technologie sei.

Eine Reduzierung der Kontaktfläche bedeutet zwar, dass in der Solarzelle mehr Strom generiert wird, jedoch kann dieser Vorteil nur dann genutzt werden, wenn der Übergangswiderstand vom Silizium zum Metall ebenfalls verbessert wird. Dazu muss eine geeignete Tinte entwickelt werden, die es ermöglicht, trotz einer reduzierten Kontaktfläche Solarzellen niederohmiger zu kontaktieren (Fraunhofer ISE 2009).

Nach ISE lässt die Technologie noch Raum für Optimierung. Die Düsen könnten auch Linien von weniger als 20 µm Breite drucken, welches die Verschattung der Zellen weiter verringert. Außerdem könnte anstelle von Silberteilchen auch solche aus Kupfer versprüht werden (siehe Maßnahme Ersatz von Silber durch Kupfer). Schließlich könnte der Durchsatz künftig verdoppelt werden (Photon 11/2007).

Dem Kontaktierungsprozess wurde von den Experten des Workshops eine hohe Bedeutung beigemessen. Wann der realisiert werden kann, ist aber unsicher.

## **Rückkontaktierung**

### Potenzial

Eine Ansatzmöglichkeit zu der Problematik der Kontaktfinger-Verschattung ist das sogenannte Rückkontaktierungszellendesign. Bei dieser Zelle wird die Kontaktierung teilweise oder komplett auf die Rückseite der Solarzelle verlegt. Damit können die Verschattungsverluste reduziert bzw. komplett vermieden werden. Zum anderen verringern sich die Herstellungskosten weiter, da die Verschaltung zu Modulen vereinfacht wird. Verschiedene Rückkontaktierungsdesigns werden entwickelt. Bis jetzt haben sich zwei Designs besonders durchgesetzt: das Metallisation Wrap-Through (MWT) und das Emitter Wrap-Through (EWT) Design.

Bei MWT werden Löcher von der Rückseite der Zelle zur Vorderseite gebohrt, welche mit einer leitenden Paste gefüllt werden. Auf dieser Weise wird der Kontakt zu den Kontaktfingern hergestellt. Dies ermöglicht einen Teil des Vorderseitenkontakts zur Rückseite zu versetzen. Beim EWT-Design werden Vorderkontakt zusammen mit Emitter und Kontaktfingernetz auf der Rückseite angeordnet. Der Frontemitter wird

durch Laser-gebohrte und Phosphor-diffundierte Löcher mit dem Rückseitenemitter elektrisch verbunden. Rückkontaktierungsmodule können Wirkungsgrade über 20% erreichen.

#### Umsetzbarkeit

Die amerikanische Sunpower Corporation war erfolgreich mit der Produktion von seriengefertigten EWT-Modulen. Der Modulwirkungsgrad liegt bei 20,4%.

Die niederländische Solland Solar Cell BV hat gemeinsam mit dem Energy Research Center of the Netherlands (ECN) eine MWT-Zelle entwickelt. Die Zellen werden von der österreichischen Firma AT&S Austria Technologie & Systemtechnik- AG zu Modulen verarbeitet. Geplant ist die Modulzertifizierung 2010. Einen Prototyp eines MWT-Moduls wird außerdem von der PV-Sparte der Firma Bosch zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme entwickelt. Die Markteinführung ist 2010 geplant. Der Zellenwirkungsgrad liegt bei 17,3%.

#### Perspektiven

Problematisch sind bei der Rückseitenkontaktierung die zusätzlichen Fertigungsschritte, die die Herstellungskosten um ca. 60% gegenüber der Konkurrenz erhöhen: das Bohren der Löcher mittels Laser und anschließende Reinigen der Bohroberfläche und die Isolation der positiven und negativen Kontakte, um Kurzschlüsse zu vermeiden (Erde 3.0 9/2009). Schnellere und saubere Laser-Techniken und neue Kontaktierungsanlagen sollten entwickelt werden. Das Rückkontaktierungskonzept könnte auch ein Potenzial bei der Dünnschicht haben: die amerikanische Firma Nanosolar hat in 2009 mit der Serienfertigung von CIGD-Zellen mit MWT-Kontaktierung begonnen (PHOTON 11/2009).

Auf dem Workshop haben Experten der Erhöhung des Wirkungsgrades durch Rückkontaktdesign eine hohe Relevanz zugeordnet. Der Zeithorizont der Realisierbarkeit ist unsicher.

#### **Zusätzliche Ansätze**

Auf dem Workshop wurden außerdem folgende zusätzliche Ansätze genannt: spezielles Solarglas, eine verbesserte Passivierung der Rückseite, das Fine Line Konzept für Kontaktierung, Selektiv-Emitter und eine Rahmenisolierung.

#### **Abfälle in der Produktion**

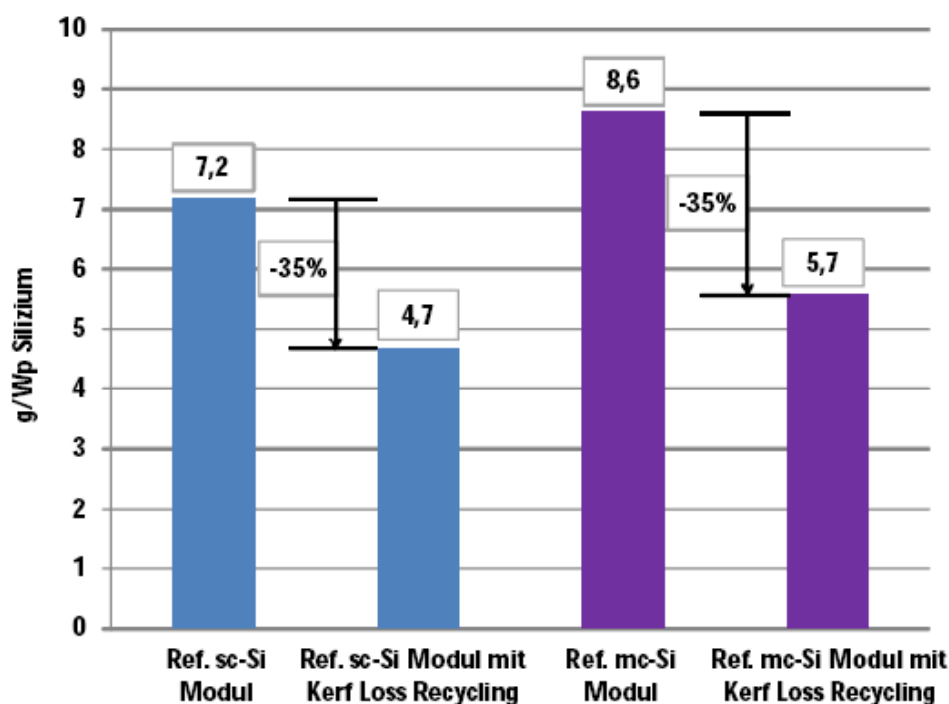
#### **Recycling des Slurrys und Kerf-Losses**

##### Potenzial

Das Inline-Recycling des Slurrys und Kerf-Losses trägt zu Material- und Energieeinsparung bei. Die Rückgewinnung des SiCs und des Glykols kann zu einer Reduktion

des Slurry-Abfalls von 60% und einer Reduktion der Slurrykosten von 50% führen. Das Recycling des Kerf-Losses hat das Potenzial den Netto-Si-Materialeinsatz um 30-40% zu senken (Alsema, de Wild-Scholten 2007).

Reduzierung des Si-Materialverbrauchs zur Herstellung eines sc-Si und eines mc-Si Moduls durch Recycling des Kerf Loss



Quelle: Eigene Berechnung des IZT

### Umsetzbarkeit

Das Recycling des Slurrys wird heute von den meisten PV-Firmen durchgeführt. Das deutsche Unternehmen SiC processing verfügt über SiC Recyclingwerke und der Säge-Hersteller HCT Shaping Systems entwickelt Slurry Rückgewinnungsanlagen.

Die einzige bekannte Aktivität bezüglich des Kerf-Loss Recyclings ist das europäische Forschungsprojekt RE-Si-CLE. Keine Anlage ist in kommerziellem Maßstab verfügbar.

Das Recycling des Kerf-Losses ist aus technischen und Kostengründen begrenzt realisierbar. Die technischen Herausforderungen liegen bei dem Extrahieren des Kerf-Losses aus dem Slurry-Abfall und den Verunreinigungen, die sich in dem Kerf Loss befinden, welches bisher zu hohen Kosten des Recyclings führt. Hürde zur Weiterent-

wicklung ist wegen der niedrigen Rohstoff-Preise und daher des niedrigen Kosteneinsparungspotentials das mangelnde Interesse der Industrie an dem Verfahren.

Auf dem Workshop wurde dem Recycling ein hohes Potenzial zugeschrieben. Der Zeitraum der Realisierung ist allerdings unsicher.

### **Recycling der Schmelztiegel**

#### Potenzial

Die Schmelztiegel sind momentan ein Verbrauchsmaterial. Sie bestehen aus hoch reinem Quarz. Nach der Benutzung brechen sie zu Quarzscherben und werden verworfen. Ein Tiegel hat eine Kapazität von 400 kg kristallinem Silizium. Ein Tiegel wird daher für ca. 220 mc-Si-Module (inkl. Si-Verluste bei weiteren Prozessschritten) mit einer Leistung von 210 Wp benötigt. Die Anzahl der eingesetzten Tiegel könnte durch das Recycling von Quarz-Abfällen reduziert werden.

#### Umsetzbarkeit

Bisher sind keine Firmen bekannt, die ein Recycling der Schmelztiegel betreiben oder anbieten können. Herausforderung ist ein hochwertiges Recycling des Quarzes zu niedrigen Kosten. Eine alternative Ansatzmöglichkeit ist die Entwicklung eines wiederverwendbaren Tiegels.

Die Experten auf dem Workshop haben das Potenzial als mittel eingeschätzt und halten es für mittel- bis langfristig realisierbar.

## **II. CI(G)S Dünnschicht-Solarmodule**

### **Reduzierung der CIS Absorberschichtdicke**

#### Potenzial

Die Absorberschicht der CI(G)S-Zellen besteht aus Kupfer, Indium, Gallium und Selen bzw. Schwefel. Da Indium ein kritisches Metall ist, wird eine Reduzierung der Absorberdicke angestrebt. Die Absorberdicke kann um 50 % reduziert werden, wenn die optische Reflexion des Molybdän-Rückkontaktes erhöht wird, beispielsweise durch zusätzliche Abscheidung einer dünnen, reflektierenden Schicht, damit die Leistung nicht reduziert wird.

#### Umsetzbarkeit

Das Institut Empa Materials Science & Technology arbeitet im Labor an hochreflektierenden Rückkontakten wie TiN, die es möglich machen sollen, die Absorberdicke zu reduzieren. Im LARCIS-EU Projekt arbeiteten u.a. das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Baden-Württemberg und der CIS-



Modulhersteller Würth Solar an einer Reduzierung von 40% der Absorberdicke mit einem hoch reflektierenden Molybdän-Rückkontakt (ZSW 2008).

Hürde zur Reduzierung der Absorberdicke ist der höhere Produktionsaufwand im Vergleich zu den eingesparten Rohstoffmengen und deren Kosten.

Das Potenzial wurde auf dem Workshop als hoch bedeutsam und mittel- bis langfristig realisierbar eingeschätzt.

## **Sputter-Verfahren, Rotary Targets**

### Potenzial

Beim Sputterverfahren wird im Vakuum Material von einem Feststoff durch energetisches Ionenbombardement abgetragen, um mit dem abgestäubten Material ein Substrat zu beschichten. Dieses Verfahren wird für die Abscheidung der Front- und Rückkontakte verwendet und kann auch für die Abscheidung der CIS Absorberschicht verwendet werden. Bei diesem Verfahren landet abhängig von der Geometrie der Kammer deutlich über 50 % des Materials auf den Wänden der Kammer. Die Ausbeute des Prozesses könnte mit sogenannten Rotary (drehbaren) Targets auf 80% erhöht werden.

### Umsetzbarkeit

Rotary Targets sind bereits auf dem Markt verfügbar und werden von Materialtechnologie Firmen wie Umicore und H.C.Starck hergestellt. Ihr Einsatz ist marktgetrieben. Sie werden immer zahlreicher in der PV Branche verwendet.

## **PECVD-Materialausbeute**

### Potenzial

Die fehlende Fernordnung des amorphen und mikrokristallinen Siliziums führt zu vielen aufgebrochenen Si-Bindungen, die anomales elektrisches Verhalten in der Absorberschicht der a-Si und a-Si/ $\mu$ -Si-Zellen verursachen. Diese Defekte werden technisch durch Wasserstoffatome gesättigt, die daher das Schichtwachstum beeinflussen und die Homogenität der Beschichtung erhöhen. Die Abscheidung der Absorberschicht auf dem Substrat erfolgt in einem plasmaunterstützten chemischen Gasphasenprozess (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition, PECVD). In heutigen PECVD Anlagen wird 20 mal mehr Wasserstoff eingesetzt als Silan. Es wird jedoch nur ein geringer Teil in die hergestellte Siliziumschicht eingebaut, laut Experten nur 5 %. Der übrige Wasserstoff wird abgepumpt. Für eine spätere industrielle Produktion ist der hohe Wasserstoffverbrauch, insbesondere die Abscheidung bei der Standardindustriefrequenz, aufgrund der hohen Kosten ein ernsthaftes Problem. Durch optimierte Regelung der Gaszu- und abfuhr könnte der Wasserstoffverbrauch halbiert werden (Roschek, Rech 2008).

### Umsetzbarkeit

Optimierte PECVD-Verfahren werden im Labor entwickelt. Beispielsweise wird in dem industrienahen Dünnschicht-Forschungsinstitut PVcomB intensiv an dem Prozess gearbeitet.

Die Herausforderung ist, den Konflikt zwischen hoher Frequenz und großer Homogenität zu lösen und daher die Umsetzbarkeit in einer kontinuierlichen Produktion zu realisieren. Bessere Prozess-Steuerung und ein Monitoring sind erforderlich. Dafür muss in der Forschung ein vollständiges Verständnis der Beziehung zwischen Plasma-Prozesse, Reaktor-Geometrie und Beschichtung bzw. Geräte-Eigenschaften und die Auswirkungen der Skalierung erzielt werden.

Die Experten des Workshops haben den Ansatz als hoch relevant und langfristig realisierbar beurteilt.

### **Alternativen zu Indium in TCO-Schicht**

#### Potenzial

Die Frontkontaktierung der Dünnschichtzellen ist eine Transparent Conductive Oxide (TCO) Schicht. Bei a- und  $\mu$ -Si-Zellen werden als TCO-Frontkontakte Zinnoxid ( $\text{SnO}_2$ ), Indium-Zinnoxid (ITO) oder Zinkoxid verwendet. Bei CIS-Zellen wird aluminiumdotiertes Zinkoxid ( $\text{ZnO:Al}$ ) und bei CdTe, ITO mit 75% Indium-Inhalt oder  $\text{SnO}_2$  verwendet. In den Interviews wurde erklärt, dass das Potenzial besteht, den Indium-Inhalt in TCO Schichten zu reduzieren bzw. vermeiden. Auf dem Workshop wurde erwähnt, dass zunehmend ZnO eingesetzt wird und mit ITO vergleichbaren Transparenz und Leitfähigkeitseigenschaften aufweist. Daher könnte der Einsatz von Indium in der TCO-Schicht vermieden werden.

#### Umsetzbarkeit

ZnO-Targets werden bereits vermarktet, beispielsweise von der belgischen Firma Umicore. In der PV-Industrie werden TCO aus ZnO für manche Dünnschichttechnologien eingesetzt.

TCO haben widersprüchliche Eigenschaften: Transparenz und Leitfähigkeit. Für bessere Eigenschaften muss daher nach Alternativmaterialien gesucht werden. Leitfähige Polymere und Nanomaterialien könnten langfristig ein großes Potenzial für eine bessere TCO-Transparenz aufweisen (Solar 11/2009).

Dem Ansatz wurde auf dem Workshop eine hohe Relevanz zugeschrieben, es ist allerdings unsicher, ob der Zeitraum der Realisierbarkeit kurz- oder langfristig ist.

### **Ersatz von Cd in der Pufferschicht**

#### Potenzial

Die Pufferschicht der CIS-Zellen besteht aus Cadmium Sulfid ( $\text{CdS}$ ), welches durch chemische Badabscheidung (Chemical Bath Deposition, CBD) hergestellt wird. Wegen

der Toxizität des Cd schätzen manche Experten, dass dieser Stoff in der Zukunft durch neue Richtlinien verboten werden könnte. Es gibt daher Bestrebungen, die CdS-Pufferschicht zu ersetzen, um Cd komplett aus der CIS Zelle zu verbannen. Potenzial als Ersatzmaterial haben Zinksulfid (ZnS), Indiumsulfid (InxSy) und Zinkoxyd ZnO (Anderson et al. 2004).

#### Umsetzbarkeit

Es werden bereits in der EU-Forschung und Entwicklung Zellen mit Ersatzmaterialien getestet. In dem LARCIS Projekt wurde mit alternativen Puffermaterialien die gleichen Ergebnisse hinsichtlich Wirkungsgrad und Langzeitstabilität wie der bisher eingesetzte Puffer erreicht.

Cd-freie Pufferschichten erfordern andere Beschichtungsprozesse (wie z.B. optimierte CBD-Verfahren, Sputter-Verfahren oder Atomic Layer Deposition) als die für CdS-Pufferschichten verwendete chemische Badabscheidung. Alternative Abscheidetechnologien sind für manche PV-Technologien nicht geeignet. Bereits heute besteht die Möglichkeit eine Cd-freie CIS Fabrik aufzubauen. Allerdings sind Hersteller kurzfristig nicht bereit, ihre Produktionslinien, die Cd verwenden, umzustellen. Eine Umstellung könnte daher nur bei neuen projektierten Linien erfolgen.

Experten des Workshops haben den Ansatz als relevant, aber erst langfristig realisierbar eingeschätzt.

## Datengrundlage für die Berechnung des Rohstoffbedarfs

### Ausbau der Photovoltaik

Für die Bestimmung des Ausbaus der Photovoltaik  $A_i$  wird für das Basisjahr 2006 auf Realwerte (Photon 4-2007) zurückgegriffen. Für 2025 und 2050 stammen die Angaben für die Technologielinien aus dem NEEDS-Projekt (Ambiente Italia 2006). Die c-Si-Technologien werden im folgenden für 2025 und 2050 generisch behandelt. Eine umfangreiche Untersuchung von Zukunftsstudien zu Dünnschicht-Photovoltaik im ATHLET-Projekt (IZT 2008) ergab, dass sich mittel- bis langfristig kein Technologie-Favorit abzeichnet. Deshalb werden die Marktanteile für a-Si/ $\mu$ c-Si, CdTe und CIGS vereinfacht zu jeweils einen Drittel angesetzt<sup>20</sup>.

Jährlich installierte Kapazität nach Photovoltaik-Technologien für 2007, 2025 und 2050

Technologie	2007	2025	2050
	GWp	GWp	GWp
<b>c-Si</b>	<b>1,483</b>	<b>27,5</b>	<b>25,8</b>
sc-Si	0,696	generisch	generisch
mc-Si	0,745		
ribbon-Si	0,0417		
<b>Dünnschicht</b>	<b>0,122</b>	<b>24,75</b>	<b>30,1</b>
a-Si/ $\mu$ c-Si	0,0753	33,3 %	33,3 %
CdTe	0,0433	33,3 %	33,3 %
CIGS	0,00321	33,3 %	33,3 %
<b>Neue Technologien</b>	<b>&lt; 0,1</b>	<b>2,75</b>	<b>30,1</b>
<b>Gesamt</b>	<b>1,603</b>	<b>55,0</b>	<b>86,0</b>

Quellen und Anmerkungen: Realwerte für 2006 aus Photon 4-2007; Schätzwerte der Technologielinien für 2025 und 2050 aus Ambiente Italia (2006) heruntergebrochen auf Einzeltechnologien nach eigenen Annahmen.

<sup>20</sup> Dies ist keine Prognose, sondern ein vereinfachtes Szenario als Arbeitshypothese. Die absoluten Stoffströme der Technologien können leicht auch für andere Marktanteile berechnet werden. Die relativen Aussagen zu Materialeffizienzmaßnahmen innerhalb einer Technologie bleiben davon unberührt.

## Fertigung

### c-Si-Technologie

#### Produkt und Fertigungsprozess

Den produktspezifischen Siliziumbedarf  $m_{P,O}$  berechnen wir aus dem prozessspezifischen MG-Siliziumbedarf  $m_{R,I}$  der c-Si-Fertigung und der Ausbeute für die Fertigung  $\gamma_F$  (Gleichung 1.4). Die Daten für 2006 stammen aus Ecoinvent V2.0 (Swiss Center for Life Cycle Inventories 2007). Für 2025 und 2050 werden eigene Schätzungen basierend auf den Technologie-Roadmaps EU 2007, EREC 2008 und NEDO 2004 und den Analysen von Caporal (2009) vorgenommen. Bei den Materialeffizienzmaßnahmen werden inkrementelle und breakthrough-Verbesserungen unterschieden. Es ist wahrscheinlich, dass die inkrementellen Verbesserungen bis 2025 umgesetzt sein werden und die breakthrough Verbesserungen bis 2050. Es ist aber auch möglich, dass die breakthrough Verbesserungen bereits 2025 Realität sind.

Materialeffizienz für MG-Silizium in der c-Si-Fertigung

Technologie	2007			Inkrementelle Materialeffizienz			Breakthrough Materialeffizienz		
	Prozess-Input [g Si /W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g Si /W <sub>p</sub> ]	Prozess-Input [g Si /W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g Si /W <sub>p</sub> ]	Prozess-Input [g Si /W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g Si /W <sub>p</sub> ]
sc-Si	8,0	0,457	3,66	5,0	0,6	3,0	1,25	0,8	1,0
mc-Si	9,6	0,359	3,45						
ribbon-Si	6,8	0,576	3,92						

Quellen und Anmerkungen: Realwerte für 2006 aus Ecoinvent V2.0; Schätzwerte der Materialeffizienz basierend auf EU 2007, EREC 2008, NEDO 2004 sowie Caporal (2009)

Für den produkt- und den prozess-spezifischen Silberbedarf für die c-Si-Fertigung liegen Daten vor, die miteinander nicht kompatibel sind. Nach Fortis / VM Bank (2008) sind 2006 3,1 % der 20.200 t produzierten Silbers USGS (2008) in die Herstellung von Solar-Panelen gegangen. Aus diesen 626 Tonnen errechnet sich mit der installierten Leistung der Photovoltaik im Jahr 2006 Top-Down ein Bedarf von 0,292 g Silber/W<sub>p</sub>. Dieser Wert liegt um etwa einen Faktor 4 über den Bottom-Up-Rechenwerten aus

Ecoinvent V2.0<sup>21</sup>. Die Angaben aus Ökopol et al. (2007) mit 0,004-0,006 % Silber in einem Panel wären nur möglich, wenn die Prozessverluste nach Ecoinvent V2.0. etwa 90 % betragen würden. Wir schätzen sie insgesamt aber auf realistischere 15 %.

Es werden für die Berechnungen zwei Varianten (Bottom-up und Top-down) unterschieden:

Materialeffizienz für Ag in der c-Si-Fertigung

Technologie	2007			Inkrementelle Materialeffizienz			Breakthrough Materialeffizienz		
	Prozess-Input [g Ag /W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g Ag /W <sub>p</sub> ]	Prozess-Input [g Ag /W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g Ag /W <sub>p</sub> ]	Prozess-Input [g Ag /W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g Ag /W <sub>p</sub> ]
Bottom-up	0,06-0,08	0,85	0,06	0,045	0,9	0,04	0,00105	0,95	0,001
Top-down	0,292	0,5	0,146	0,167	0,6	0,1	0,0125	0,8	0,01

Quellen und Anmerkungen: Werte Bottom-up für 2007 geschätzt aus Ecoinvent V2.0, Werte Top-Down für 2007 geschätzt aus USGS 2008 und Fortis / VM Bank 2008; Schätzungen der inkrementellen (rund 30 %) und breakthrough Materialeffizienz (bis > Faktor 30) basierend auf Caporal 2009 bzw. Feltrin und Freundlich 2008.

### Produktionsabfallrecycling

Silizium-haltige Produktionsabfälle aus der Fertigung von c-Si-Photovoltaik (MG-Si bis Modulfertigung) wurden bis vor wenigen Jahren nur in sehr geringem Umfang recycelt. Wir schätzen die Menge der Produktionsabfälle vereinfacht ab als Prozessverluste und berücksichtigen die Emissionen in Luft und Wasser indirekt über den zum Produktionsabfallrecycling zugeführten Anteil  $\alpha_{A,i}$ . Hinweise auf die Größenordnung der im Jahr 2006 recycelten Abfallmengen stammen aus Ecoinvent V2.0. Die Ausbeute der Recyclingprozesse  $\gamma_R$  beruht auf Schätzungen nach Ecoinvent V2.0, Alsema / de Wild-Scholten (2007), Caporal (2009) und Marwede (2009).

<sup>21</sup> Mögliche Erklärungen für die Diskrepanzen zwischen Top-Down- und Bottom-Up-Schätzungen sind, dass es für die Produktion von ‚Solar Panels‘ noch andere Silberanwendungen als für die Elektroden gibt, dass im globalen Maßstab die Prozessausbeute und die Materialgehalte deutlich unterhalb der Prozessausbeute in Europa, Japan und den USA liegen und unklare Systemgrenzen.

## Produktionsabfallrecycling für Abfälle aus der c-Si-Fertigung

Stoff	2007			Inkrementelle Materialeffizienz			Breakthrough Materialeffizienz		
	Input recycling	Re-cycling	Ausbeute	Input recycling	Re-cycling	Ausbeute	Input recycling	Re-cycling	Ausbeute
Si		0,5	0,7		0,7	0,8		0,9	0,9
Ag		0,67	0,9		0,8	0,9		0,99	0,99

Quellen und Anmerkungen: Schätzungen basierend Ecoinvent V2.0, Alsema und die Wild-Scholten 2007 und Caporal 2009; Das Verhältnis von Slurry zu Kerf Loss schätzen wir auf 3:1, wobei auf die Waferproduktion rund die Hälfte des Produktionsabfalls entfällt; Silber wird zu rund einem Drittel in die Luft emittiert, weshalb Materialeffizienzfortschritte vor allem durch Abatementssysteme und anschließende Aufbereitung der Rückstände erzielbar sind.

## Dünnschicht-Technologie

### Produkt und Fertigungsprozess

Insgesamt ist die Datenlage zur Fertigung der Dünnschicht-Technologien (Auftragung der Dünnschicht bis Laminatherstellung) deutlich schlechter als zu c-Si-Photovoltaik. Die Gehalte an High-Tech-Metallen im Produkt für 2006 sind Ökopol et al. (2007) entnommen, die Schätzungen der Ausbeute erfolgen gemäß Caporal (2009). Die zukünftigen Materialeinsparungen beruhen auf den Experteneinschätzungen nach Caporal (2009).

### Materialeffizienz in der Fertigung von Dünnschicht-Photovoltaik

Stoff in Technologie	2007			Inkrementelle Materialeffizienz			Breakthrough Materialeffizienz		
	Prozess-Input [g/W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g/W <sub>p</sub> ]	Prozess-Input [g/W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g/W <sub>p</sub> ]	Prozess-Input [g/W <sub>p</sub> ]	Ausbeute	im Produkt [g/W <sub>p</sub> ]
Si in a-Si	0,0368	0,5	0,0184	0,023	0,8	0,0184	0,0102	0,9	0,0092
Te in CdTe	0,181	0,5	0,0904	0,113	0,8	0,0904	0,0502	0,9	0,0452
In in CIGS	0,0670	0,5	0,0335	0,0419	0,8	0,0335	0,00467	0,9	0,0042

Quellen und Anmerkungen: Schätzungen basierend auf Ökopol et al. 2007 und Caporal 2009. Für die inkrementelle Materialeffizienz wurde eine Erhöhung der Ausbeute durch rotierende Targets angesetzt, für breakthrough Materialeffizienz insbesondere eine Verringerung der Absorberdicke um 50 %. Beim Indium in CIGS wurden zusätzlich ¼ durch Gallium ersetzt (Andersson 2000).



### Produktionsabfallrecycling

Produktionsabfallrecycling aus der Dünnschicht-Fertigung wurde in Ecoinvent V2.0 nicht berücksichtigt. Aus der Expertenbefragung in Caporal (2009) wird die dem Recycling zugeführten Mengen und die Ausbeuten in Anlehnung an Marwede (2009) geschätzt.

Produktionsabfallrecycling für Abfälle aus der Fertigung von Dünnschicht-Photovoltaik

Stoff	2007		Inkrementelle Materialeffizienz		Breakthrough Materialeffizienz	
	Input Recycling	Ausbeute	Input Recycling	Ausbeute	Input Recycling	Ausbeute
Si in a-Si	-	-	0,2	0,5	0,9	0,9
Te in CdTe	0,5	0,75	0,9	0,85	0,99	0,95
In in CIGS	0,5	0,5	0,9	0,75	0,99	0,9

Quellen und Anmerkungen: Schätzungen basierend auf Marwede 2009 und Caporal 2009. Für a-Si Produktionsabfälle gibt es vermutlich nur geringe Anreize zum Recycling; Für CdTe besteht aufgrund der Toxizität von Cd ein Anreiz zur Schließung von offenen Systemen; für In in CIGS ist die Aufbereitung aus dem Materialgemisch im Vergleich zu CdTe erschwert.

### Recycling von Photovoltaik-Modulen

Ganze Photovoltaik-Module fallen zum einen als Neumodule und zum anderen als Altmodule an. Sie werden oft in denselben Anlagen zusammen behandelt; ihr Mengenaufkommen und ihre Zuführung zum Recycling unterscheiden sich jedoch grundlegend.

- Neumodule umfassen laut Ökopol et al. (2007) 0,2 % Produktionsausfälle, 0,5 % Schäden aus Transport oder Montage, 0,8 % Verluste im 1. Betriebsjahr und 1,5 % Neuschäden bei dominierendem Marktwachstum. Insgesamt ergibt sich damit ein Aufkommen von 3,0 % der neu installierten Kapazität  $A_i$ .
- Für das End-of-Life Recycling gilt es, das Abfallaufkommen<sup>22</sup> und einen dem Recycling zugeführten Anteil  $\beta_{P,i}$  zu bestimmen. Im Jahr 2006 erfolgte noch kein nennenswertes Altmodulrecycling. Wir setzen als Abfallaufkommen für 2025 vereinfacht die jährlich installierte Kapazität im Jahre 2006 an. Für das Abfallaufkommen 2050 nehmen wir die im Jahr 2025 installierte Kapazität.

<sup>22</sup> Der Pauschalansatz von 0,3 % für Altschäden in Ökopol et al. (2007) ist so nicht nachvollziehbar, weil das Altschadensaufkommen nicht von der Menge der Neuproduktion abhängt. Deshalb wird eine eigene Schätzung vorgenommen.

Damit wird im Vergleich zu bisherigen Abschätzungen eher ein hohes Abfallaufkommen zugrundegelegt<sup>23</sup>.

Die dem Recycling zugeführten Anteile hängen stark von politischen Maßgaben und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen ab.

Aufkommen, Erfassung und Zuführung von Photovoltaik-Modulen zum Recycling

Module	2006		2025		2050	
	Aufkommen	Zuführung zum Recycling	Aufkommen	Zuführung zum Recycling	Aufkommen	Zuführung zum Recycling
Neumodule	0,03 von $A_i(2006)$	0,8	0,03 von $A_i(2025)$	0,9	0,02 von $A_i(2050)$	0,95
Altmodule	-	-	$A_i(2006)$	0,75	$A_i(2025)$	0,9

Quellen und Anmerkungen: Neumodulaufkommen nach Ökopol et al. 2007 und geschätzte Werte für 2025 und 2050; Altmodulaufkommen geschätzt.

Die noch nicht im großtechnischen Maßstab existierenden Recyclingverfahren haben bezüglich der High-Tech-Rohstoffe eine unterschiedliche Selektivität und Ausbeute  $\gamma_R$ .

Ausbeuten für das stoffliche Recycling von Photovoltaik-Modulen

Stoff in Technologie	2006	Inkrementelle Materialeffizienz	Breakthrough Materialeffizienz
Si in c-Si	0,5	0,7	0,95
Ag in c-Si	0,7	0,9	0,95
Si in a-Si	-	0,5	0,9
Te in CdTe	0,75	0,85	0,95
In in CIGS	-	0,5	0,9

Quellen und Anmerkungen: Werte geschätzt nach Marwede 2009.

<sup>23</sup> Die Angaben zur technischen Lebensdauer für Photovoltaik schwanken in der Literatur meist zwischen 20 und 40 Jahren. Die Lebensdauer ist mit der realen Nutzungsdauer jedoch nicht identisch. Die reale Nutzungsdauer liegt unter der technischen Lebensdauer und wird durch Faktoren wie unsachgemäße Nutzung, Vandalismus, Modernisierungszyklen von Gebäuden, Innovationsdynamik von Photovoltaik-Produkten beeinflusst.