



Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung

Umwelt-Forschungs-Plan, FKZ 202 33 304
Endbericht

Auftraggeber:

Umweltbundesamt, Referat III.2.5, Berlin

Auftragnehmer:

Ökopol, Institut für Ökologie und Politik GmbH, Hamburg

IE, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig

Projektleitung:

Knut Sander (Ökopol)

Bearbeiter:

Stéphanie Zangl (Ökopol)

Matthias Reichmuth (IE)

Gerd Schröder (IE)

Hamburg / Leipzig, den 15.01.2004

Berichts-Kennblatt

Berichtsnummer UBA-FB	2.	3.
4. Titel des Berichts: Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Sander, Knut; Zangl, Stéphanie; Reichmuth, Matthias; Schröder, Gerd	8. Abschlussdatum 15.10.2003	
	9. Veröffentlichungsdatum	
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) ÖKOPOL – Institut für Ökologie und Politik GmbH Nernstweg 32 - 34, D – 22765 Hamburg und IE – Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Torgauer Straße 116, D – 04347 Leipzig	10. UFOPLAN-Nr. 202 33 304	
	11. Seitenzahl 109	
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, D – 14191 Berlin	12. Literaturangaben	90
	13. Tabellen	22
	14. Abbildungen	14
15. Bemerkungen		
16. Kurzfassung <p>Photovoltaik-Module (PV-Module) wurden in den letzten Jahren in immer größerem Umfang in Deutschland installiert. Die Leistung hat durch die Unterstützung des 100.000-Dächer-Programms im Jahr 2003 ca. 300 MW erreicht. Im Zuge dieser Entwicklung rückt auch der bislang vernachlässigte Aspekt der Modul-Entsorgung ins Blickfeld. Aufgrund der hohen Lebensdauer dieser Produkte fallen derzeit noch relativ geringe Abfallmengen an. Für die Zukunft stellt sich bei höherem Abfallaufkommen die Frage, wie die in PV-Modulen enthaltenen Wert- und Schadstoffe so entsorgt werden können, dass umweltpolitische und abfallwirtschaftliche Ziele möglichst optimal erreicht werden können. Ziel der vorliegenden Studie war es, vor diesem Hintergrund stoffbezogene Regelungen für PV-Module zu entwickeln. Dabei wurde insbesondere eine mögliche Aufnahme von PV-Modulen in den Geltungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinien geprüft. Um einzuschätzen, welche Materialmengen zukünftig zur Verwertung anstehen, wurde zunächst die Entwicklung des PV-Marktes seit 1990 und die zu erwartende Entwicklung in Deutschland und in der EU untersucht. Mit Hilfe einer Gesamt-Absterbekurve und einer Differenzierung des Marktes nach Modultypen wurde die zur Entsorgung anstehende Abfallmenge bis 2040 prognostiziert. Vor dem Hintergrund umwelt- und abfallpolitischer Ziele, sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene, wurden existierende Verwertungsverfahren bzw. Konzepte zur Verwertung dargestellt und bewertet. Dabei wurden sowohl der logistische Aufwand im Hinblick auf eine getrennte Sammlung und Rückführung, als auch die Auswirkungen der Verwertung auf die Unternehmenspolitik der Modulhersteller betrachtet. Als Ergebnis wurden Anforderungen an die Verwertung, sowie an die Behandlungs- und Entfrachtungsschritte unter Berücksichtigung der stofflichen Zusammensetzung beschrieben. Für kristalline Module ergab sich dabei die Anforderung, diese möglichst vollständig und getrennt von anderen Materialströmen zu erfassen sowie einen zerstörungsfreien Transport sicherzustellen. Bei amorphen Modulen besteht diese Notwendigkeit nicht. Bezüglich der Behandlung ist bei kristallinen Modulen die Separation des Silizium ein wichtiges Ziel, um eine Wiederverwendung bzw. –verwertung zu erreichen. Bei cadmiumhaltigen Modulen geht es dagegen vorwiegend um die Separation des Cadmium, um dieses aus dem Abfallstrom auszuschleusen. Die Behandlung von amorphen Modulen hingegen zielt lediglich auf eine Separation der Fraktionen Glas und Metall mit anschließender Verwertung ab. Für die Verwirklichung dieser Anforderungen, wurden Empfehlungen bezüglich einer Gestaltung der erweiterten Herstellerverantwortung sowie der Sammlung und Behandlung entwickelt. Die Frage der Aufnahme in den Wirkungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinien stellten dabei einen wesentlichen Ausgangspunkt der Analysen und Bewertungen dar.</p>		
17. Schlagwörter Photovoltaik, PV, Module, WEEE, RoHS, Entsorgung, Behandlung, Markt, Abfallaufkommen, Herstellerverantwortung, Silizium, Cadmium, Blei, Solar, Verwertung		
18. Preis	19.	20.

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB	2	3
4. Report Title: Requirements regarding material properties and disposal of photovoltaic products		
5. Author(s), Name(s), First Name(s) Sander, Knut; Zangl, Stéphanie; Reichmuth, Matthias; Schröder, Gerd		8. Report Date 15.10.2003
6. Performing Organisation (Name, Address) ÖKOPOL - Institut für Ökologie und Politik GmbH Nernstweg 32 - 34, D - 22765 Hamburg IE – Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Torgauer Straße 116, D – 04347 Leipzig		9. Publication Date
		10. UFOPLAN-No. 202 33 304
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, FRG 14191 Berlin		11. No. of Pages 107
		12. No. of References 90
		13. No. of Tables, Diagrams 21
		14. No. of Figures 1 3
15. Remarks		
16. Abstract: Photovoltaic modules have been installed in Germany on a large scale over the past years. The power has reached 300 MW with the support of the 100.000-roof-programme. At the same time the up til now neglected aspect of disposal has emerged as a discussion topic. Due to the long life time of these products the amount of waste modules is not yet very high. Concerning the expected higher waste amounts for the future the question arises how the contained resources and pollutants can be disposed of in order to reach environmental and waste policy goals. The aim of this study was to develop substance-based rules for pv-modules taking into these questions into account. A possible incorporation of pv-modules into the WEEE and RoHS Directives was especially taken into consideration. In order to evaluate the amount of materials that would arise for treatment, recovery and recycling the development of the pv market since 1990 was analysed as well as the expected development for the future in the EU and Germany. The expected waste amount until 2040 was forecasted with the help of a general fade-out graph and with a differentiation of the market according to the different module types. Looking at environmental and waste policy goals on national and EU level existing recovery and recycling processes as well as concepts were shown and evaluated. The logistical efforts regarding separate collection and take-back as well as the consequences for the corporate policy of module producers were especially looked at. As a result requirements for treatment, recovery and recycling were described considering the substance composition of the modules. For cristalline modules the resulting requirements was the separate collection from other waste streams as well as to secure transportation without damage to the modules. For thin film silicon modules this necessity does not exist. Concerning treatment of cristalline modules the separation of the silicon is an important goal in order to reach a reuse, recovery or recycling. For cadmium containing modules the goal is to separate the cadmium in order to extract it from the rest of the waste stream. The treatment of thin-film silicon modules has rather the goal of separating glas and metal in order to recover and recycle it. For the realisation of these requirements recommendations on the extended producer's responsibility as well as on collection and treatment were developed. The question whether pv modules would be incorporated into the scope of the WEEE and RoHS Directives was given particular focus during the analysis and evaluation.		
17. Keywords: photovoltaic, PV, module, WEEE, RoHS, disposal, treatment, market, arising waste amounts, producer responsibility, silicon, cadmium, lead, recovery, recycling, solar		
18. Price	19	20



Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
2	UNTERSUCHUNGSGEGENSTAND.....	2
3	STAND UND ENTWICKLUNG DES MARKTES FÜR PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN	3
3.1	DER PV-MARKT IN DEUTSCHLAND SEIT 1990	3
3.1.1	<i>Marktentwicklung bei netzgekoppelten Anlagen und Inseln</i>	3
3.1.2	<i>Marktbestimmende Einflussfaktoren</i>	6
3.1.3	<i>Gliederung des Marktes nach privaten und gewerblichen Betreibern</i>	6
3.2	DER PV-MARKT IN EUROPA	7
3.2.1	<i>Marktentwicklung in der Europäischen Union seit 1993</i>	8
3.2.2	<i>Marktentwicklung pro Einwohner in der Europäischen Union</i>	9
3.2.3	<i>Einflüsse auf die Marktentwicklung nach Ländern</i>	11
3.3	ABSEHBARE WEITERE MARKTENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND	14
4	STOFFLICHE ZUSAMMENSETZUNG DER PV-MODULE.....	17
4.1	KRISTALLINE MODULE.....	17
4.2	DÜNNSCHICHTMODULE	22
4.3	DIFFERENZIERUNG DES MARKTES NACH MODULTYPEN.....	25
5	PROGNOSE ÜBER DIE ZUR ENTSORGUNG ANSTEHENDEN ABFALLMENGEN IN DEUTSCHLAND.....	29
5.1	LEBENSDAUER VON PV-MODULEN	29
5.1.1	<i>Begriff und Grenzen der technischen Lebensdauer von PV-Modulen</i>	29
5.1.2	<i>Abschätzung der mittleren technischen Lebensdauer</i>	30
5.1.3	<i>Mögliche Ursachen für vorzeitigen Ausfall von PV-Modulen</i>	31
5.1.4	<i>Annahmen zur Absterbekurve von PV-Modulen und von Dächern</i>	32
5.1.5	<i>Bildung einer zusammenfassenden Absterbekurve</i>	33
5.2	ABLEITUNG DER MENGEN DER ZU ENTSORGENDEN PV-MODULE NACH JAHRESSCHEIBEN	36
5.3	GLIEDERUNG DER ABFALLMENGENPROGNOSE NACH MODULTYPEN UND MATERIALIEN.....	38
6	BESTANDSENTWICKLUNG.....	42
6.1	EINFLUSS DER LEBENSDAUER AUF DEN BESTAND.....	42
6.2	ABLEITUNG DER BESTANDSMENGEN IN DEUTSCHLAND.....	43
6.3	ZUSAMMENFASSUNG DER BESTANDSMENGEN DER EUROPÄISCHEN UNION	44
7	UMWELT- UND ABFALLPOLITISCHE ZIELE	46
7.1	ENERGIEASPEKTE DER VERWERTUNG KRISTALLINER MODULE	46
7.2	SCHADSTOFFE	47
7.3	ZIELE & INSTRUMENTE AUF EU EBENE	48
7.3.1	<i>WEEE- und RoHS-Richtlinie</i>	48
7.3.2	<i>Thematische Strategie für Abfallvermeidung und -recycling</i>	51
7.3.3	<i>Andere</i>	51



7.3.4	Bezug zu PV-Modulen	51
7.4	ZIELE & INSTRUMENTE AUF NATIONALER EBENE	52
8	EXISTIERENDE VERWERTUNGSVERFAHREN / VERWERTUNGSMODELLE IN DER ENTWICKLUNG	53
8.1	CHEMISCHE TRENNUNG	55
8.1.1	Allgemeines	55
8.1.2	Separationsverfahren First Solar GmbH (CdTe Module)	56
8.2	THERMISCHE TRENNUNG	57
8.2.1	Allgemeines	57
8.2.2	Trennverfahren Deutsche Solar AG (Silizium-basierte Module)	59
8.3	MECHANISCHE TRENNUNG	64
8.4	BEWERTUNG	65
8.5	NICHT-SPEZIFISCHE ENTSORGUNGSWEGE	66
9	TRANSPORT & LOGISTIK	68
9.1	KRISTALLINE MODULE	68
9.2	AMORPHE MODULE	69
9.3	CdTe UND CIS MODULE	70
10	ANFORDERUNGEN AN DIE VERWENDUNG VON STOFFEN IN NEUGERÄTEN AUF BASIS DER ROHS RICHTLINIE	71
10.1	EINSATZ VON ROHS-STOFFEN IN PV-MODULEN	71
10.2	SUBSTITUTIONSMÖGLICHKEITEN	73
10.3	FAZIT	75
11	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN	76
11.1	STOFFBEZOGENE ANFORDERUNGEN AN DIE ENTSORGUNG VON PHOTOVOLTAIK-MODULEN	76
11.2	ANFORDERUNGEN AN DIE ENTSORGUNGSWEGE	78
11.2.1	Kristalline Module	78
11.2.2	Cadmiumhaltige Dünnschicht-Module	79
11.2.3	Amorphe Module	80
11.3	ANFORDERUNGEN AN DIE PRODUKTGESTALTUNG	80
11.4	RECHTLICHE STEUERUNGSINSTRUMENTE	80
11.4.1	Aufnahme in den Geltungsbereich WEEE-/RoHS-Richtlinie	81
11.4.2	Nationale Regelung	84
11.4.3	Selbstverpflichtung der Hersteller	86
12	AUSBLICK	87
13	GLOSSAR	88
14	QUELLEN	92
15	ANHANG	100



Abkürzungsverzeichnis

a-Si	amorphes Silizium
ASN	Abfallschlüsselnummer
BAM	Bundesanstalt für Materialforschung
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
Cd	Cadmium
CdS	Cadmiumsulfid
CdTe	Cadmium-Tellurid
CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
c-Si	kristallines Silizium
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
EG-Si	electronics grade silicon
EU	Europäisch Union
EVA	Ethylvinylacetat
Gew.-%	Gewichtsprozent
HF	Flußsäure (Fluorwasserstoff)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KrW-/AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
kW _p	Kilowatt Peak
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
Pb	Blei
PV	Photovoltaik
RoHS	Restriction of Hazardous Substances
Si	Silizium (engl. silicon)
Sn	Zinn
SOG-Si	solar grade silicon
Wp	Watt Peak
WEEE	Waste Electric and Electronic Equipment



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Neu installierte PV-Leistung in Deutschland pro Jahr	5
Abbildung 2: Jährlich installierte PV-Leistung je Einwohner in der EU (obere Gruppe)	10
Abbildung 3: Jährlich installierte PV-Leistung je Einwohner in der EU (untere Gruppe)	10
Abbildung 4: Schematischer Aufbau einer kristallinen Silizium-Zelle	18
Abbildung 5: Schematischer Aufbau Dünnschichtzelle	24
Abbildung 6: Verfügbarkeit und Nachfrage Solarsilizium in t/a	26
Abbildung 7: Weltmarkt unterschiedliche PV Technologien 1999.....	26
Abbildung 8: Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand.....	34
Abbildung 9: Beschleunigtes Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand	35
Abbildung 10: Gebremstes Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand.....	35
Abbildung 11: Leistung und Masse der jährlich produzierten PV-Module und des Entsorgungsaufkommens in Deutschland bis 2040.....	37
Abbildung 12: Bestand an PV-Anlagen in EU-Ländern 1992 bis 2002	45
Abbildung 13: Schematische Darstellung der Massenströme.....	62
Abbildung 14: Anforderungen an die Entsorgungswege von PV-Modulen	78



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährlich neu installierte Leistung in PV-Anlagen in Deutschland seit 1990	5
Tabelle 2: Rechtsform der Antragsteller im 100.000-Dächer-Programm	7
Tabelle 3: Marktentwicklung für PV-Module in EU-Ländern 1993 bis 2002.....	8
Tabelle 4: Vergleich kristalliner Module unterschiedlicher Hersteller.....	20
Tabelle 5: Stoffliche Zusammensetzung Module	20
Tabelle 6: Zusammensetzung gewichtetes Standardmodul	22
Tabelle 7: Stoffliche Zusammensetzung Dünnschichtmodule.....	23
Tabelle 8: Aufbau CIS-Solarmodul (Durchschnittswerte Doppelglas-Modul, ohne Rahmen)	24
Tabelle 9: Halbleiter und ihre Verbindungen in CdTe-Modulen verschiedener Hersteller.....	24
Tabelle 10: Aufteilung der Zusagen für PV-Anlagen nach Art der Module.....	27
Tabelle 11: Übersicht über den Aufbau der Szenarien	38
Tabelle 12: Szenario 1, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, ausschließlich Standardmodule	39
Tabelle 13: Szenario 2, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, Standard- plus Dünnschichtmodule.....	39
Tabelle 14: Szenario 3, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, Standard plus rahmenlose Doppelglasmodule	40
Tabelle 15: Szenario 4, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, Standardmodule plus amorphe Dünnschichtmodule.....	41
Tabelle 16: Installierte Gesamtleistung von PV-Anlagen in Deutschland im Bestand	43
Tabelle 17: Kumulierte installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen in der Europäischen Union 1995 bis 2002 in MW, Einwohner in Mio., spez. Leistung in Wp/Einwohner (für 2002)	44
Tabelle 18: Energetischer Aufwand zur Produktion von Photovoltaikmodulen.....	46
Tabelle 19: Energetische Amortisation von Photovoltaikmodulen.....	47
Tabelle 20: Merkmale von Verfahrenstypen zur Behandlung von PV-Modulen	54
Tabelle 21: RoHS-Stoffe in PV Modulen	71
Tabelle 22: Überblick Behandlungsverfahren PV-Module.....	100
Tabelle 23: Zusammenfassender Überblick der Ergebnisse	102



1 Einleitung

Photovoltaik-Module (PV-Module) wurden in den letzten Jahren in immer größerem Umfang in Deutschland installiert. Die Leistung hat durch die Unterstützung des 100.000-Dächer-Programms im Jahr 2003 ca. 300 MW erreicht. Im Zuge dieser Entwicklung rückt auch der bislang vernachlässigte Aspekt der Modul-Entsorgung ins Blickfeld.

Aufgrund der hohen Lebensdauer dieser Produkte fallen derzeit noch relativ geringe Abfallmengen an. Für die Zukunft stellt sich bei höherem Abfallaufkommen die Frage, wie die in PV-Modulen enthaltenen Wert- und Schadstoffe so entsorgt werden können, dass umweltpolitische und abfallwirtschaftliche Ziele möglichst optimal erreicht werden können.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, vor diesem Hintergrund stoffbezogene Regelungen für PV-Module zu entwickeln. Dabei wurde insbesondere eine mögliche Aufnahme von PV-Modulen in den Geltungsbereich der Richtlinie 2002/96/EG über Elektro- und Elektronikaltgeräte (WEEE-Richtlinie) und der Richtlinie 2002/95/EG zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikaltgeräten (RoHS-Richtlinie) geprüft.

Um einzuschätzen, welche Materialmengen zukünftig zur Verwertung anstehen, wurde zunächst die Entwicklung des PV-Marktes seit 1990 und die zu erwartende Entwicklung in Deutschland und in der EU untersucht. Mit Hilfe einer Gesamt-Absterbekurve und einer Differenzierung des Marktes nach Modultypen wurde die zur Entsorgung anstehende Abfallmenge bis 2040 prognostiziert.

Vor dem Hintergrund umwelt- und abfallpolitischer Ziele, sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene, wurden existierende Verwertungsverfahren bzw. Konzepte zur Verwertung dargestellt und bewertet. Dabei wurden sowohl der logistische Aufwand im Hinblick auf eine getrennte Sammlung und Rückführung, als auch die Auswirkungen der Verwertung auf die Unternehmenspolitik der Modulhersteller betrachtet. Als Ergebnis wurden Anforderungen an die Verwertung, sowie an die Behandlungs- und Entfrachtungsschritte unter Berücksichtigung der stofflichen Zusammensetzung beschrieben.

Für die Verwirklichung dieser Anforderungen, wurden Empfehlungen bezüglich einer Gestaltung der erweiterten Herstellerverantwortung sowie der Sammlung und Behandlung entwickelt. Die Frage der Aufnahme in den Wirkungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinien stellten dabei einen wesentlichen Ausgangspunkt der Analysen und Bewertungen dar.

2 Untersuchungsgegenstand

Untersuchungsgegenstand dieses Forschungsvorhabens sind Photovoltaik-Module (PV-Module). Die bei PV-Anlagen zusätzlich zu den Modulen vorhandenen Anschlussdosen, Kabel und der Unterbau sind nicht in die Untersuchung einbezogen. Ausschlaggebend hierfür ist die Untersuchung der PV-Module im Hinblick auf die WEEE- und RoHS-Richtlinien. Diese definieren beide „Elektro- und Elektronikgeräte“ gleichlautend als „Geräte, die zu ihrem ordnungsgemäßen Betrieb elektrische Ströme oder elektromagnetische Felder benötigen, und Geräte zur Erzeugung, Übertragung und Messung solcher Ströme und Felder ... für den Betrieb mit Wechselstrom von höchstens 1.000 Volt bzw. Gleichstrom von höchstens 1.500 Volt ...“. Geräte mit photovoltaischen Bauteilen wie z. B. Taschenrechner, Uhren oder Parkscheinautomaten („Kleinanwendungen“) werden vom Regelungsumfang her bereits jetzt abgedeckt. Dagegen genügen PV-Module wesentlichen Teilen der oben erwähnten Definition von Elektro- und Elektronikgeräte, fallen aber, da sie in deren Anhang I nicht aufgeführt sind, nicht automatisch unter die beiden Richtlinien. Allerdings wird in Artikel 13 der WEEE-Richtlinie „Anpassung an den wissenschaftlichen und technischen Fortschritt“ bereits auf eine etwaige Hinzufügung von Solarpaneelen hingewiesen.

Da Kleinanwendungen sowie die elektrischen und elektronischen Elemente von PV-Anlagen bereits unter die WEEE- und RoHS-Richtlinien fallen, werden sie in der vorliegenden Studie nicht mitbetrachtet.

3 Stand und Entwicklung des Marktes für Photovoltaik-Anlagen

Zur Abschätzung der Mengen von Photovoltaik-Modulen, die zukünftig zur Entsorgung anfallen, ist es in einem ersten Schritt nötig, die bisherige Marktentwicklung zu erfassen und die weitere Marktentwicklung einzuschätzen. Die Analysen beziehen sich vorrangig auf Deutschland, verfügbare Daten zu anderen Mitgliedsländern der EU werden in Kapitel 3.2 dargestellt. In Kapitel 3.3 wird eine Prognose für die Entwicklung in Deutschland erstellt, für weitere europäische Länder wird auf eine solche Prognose verzichtet, da diese mit zu großen Unsicherheiten behaftet wäre.

3.1 Der PV-Markt in Deutschland seit 1990

Ziel dieses Abschnittes ist die zusammenfassende Darstellung über die Entwicklung des Marktvolumens von Photovoltaik-Modulen (PV-Modulen) in Deutschland. Nicht eingeschlossen sind Photovoltaik-Kleinanwendungen bis zu 40 W_p installierter Leistung. Für die vorliegende Untersuchung ist diese Gruppe allerdings nachrangig, da die Kleinanwendungen meist Bestandteil anderer elektrischer Geräte sind, die bereits insgesamt und damit einschließlich ihrer Photovoltaik-Zellen unter die WEEE-Richtlinie fallen.

3.1.1 Marktentwicklung bei netzgekoppelten Anlagen und Inselssystemen

Daten über das jährliche Marktvolumen in Deutschland liegen für die Jahre von 1990 bis 2002 vor. Vor 1990 war die Menge der in Deutschland installierten PV-Module sehr gering: Räuber [Räuber et al. 2003] gibt als kumulierte bis Jahresende 1990 installierte Leistung in Deutschland 1,5 MWp an. Dies entspricht 0,54% der Summe aller bis Ende 2002 installierten Anlagen.

Für die Zeit nach 1990 existieren Daten über die jährlich installierte Leistung in Deutschland, gegliedert nach **Inselssystemen** (ohne Verbindung zum überörtlichen Stromnetz) und nach **netzgekoppelten Systemen** (aus denen Strom in die öffentliche Energieversorgung eingespeist wird) [Räuber et al. 2003]. Da einige

Statistiken sich nur auf die Netzgekoppelten Systeme beziehen (z. B. [VDEW 2003]), ist diese Unterscheidung auch hier von Bedeutung. Dabei dominieren in Deutschland – anders als in den meisten anderen Ländern – die Netzgekoppelten Systeme, und zwar bereits seit 1990, obwohl zu diesem Zeitpunkt weder das Stromeinspeisungsgesetz noch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), durch welche die Vergütung von eingespeistem PV-Strom verbessert wurde, in Kraft getreten waren. Das Stromeinspeisungsgesetz, das im Januar 1991 in Kraft trat, führte zunächst zu Vergütungen von ca. 0,08 €/kWh (errechnet aus 90 % der von den Energieversorgern erzielten Verkaufspreise). Ab April 2000 führte dann das EEG zu Einspeisevergütungen von zunächst 0,506 €/kWh, die seit 2002 um jeweils 5 % abgesenkt wurden, für 2003 somit bei 0,457 €/kWh liegen.

Die **Grundlage für die Gesamt-Daten** stellen die allgemein als besonders zuverlässig eingestuften Statistiken der internationalen Energieagentur [IEA 2002] dar. Die Aufteilung nach Netzgekoppelten und Inselsystemen wird hier von [Räuber et al. 2003] übernommen. Sofern [Räuber et al. 2003] von [IEA 2002] abweicht, wird die Markteinschätzung des relativ kleinen Marktes der Inselsysteme von [Räuber et al. 2003] übernommen, während die Gesamtzahl mit [IEA 2002] übereinstimmt, so dass sich die installierte Leistung Netzgekoppelter Systeme als Differenz aus beiden Zahlenreihen ergibt. Für das Jahr 2002, das in beiden Statistiken noch nicht enthalten war, lag die Zahl der Bewilligungen im 100.000-Dächer-Programm vor [KfW e-mail 1999-2003]. Mit den Annahmen, dass wie bisher etwa 5 % der Anlagen ohne KfW-Förderung errichtet wurden und der Anteil Netzgekoppelter Anlagen sich 2002 gegenüber 2001 nicht verändert hat, konnten so die entsprechenden Daten auch für 2002 gewonnen werden.

Die Daten über die jährliche installierte Leistung von 1990 bis 2002 sind in Tabelle 1 im Überblick und in Abbildung 1 graphisch dargestellt.

Tabelle 1: Jährlich neu installierte Leistung in PV-Anlagen in Deutschland seit 1990

Jahr der Inbetriebnahme	Netzgekoppelte Anlagen	Inselsysteme	im Bezugsjahr installierte PV-Anlagen insgesamt
Einheit	MWp pro Jahr	MWp pro Jahr	MWp pro Jahr
1990	0,54	0,05	0,59
1991	0,96	0,05	1,01
1992	3,02	0,08	3,10
1993	3,21	0,07	3,28
1994	3,10	0,44	3,54
1995	4,45	0,90	5,35
1996	8,7	1,4	10,1
1997	11,8	2,2	14,0
1998	9,5	2,5	12,0
1999	12,6	3,0	15,6
2000	41,8	2,5	44,3
2001	77,9	3,0	80,9
2002	79,7	3,1	82,8

Quellen: bis 2001: Inselsysteme nach [Räuber et al 2003], Gesamtwerte ab 1992 nach [IEA 2002], vorher [Räuber et al 2003], Netzgekoppelte Anlagen als Differenz, Angaben für 2002 abgeleitet aus [KfW e-mail 1999-2003]

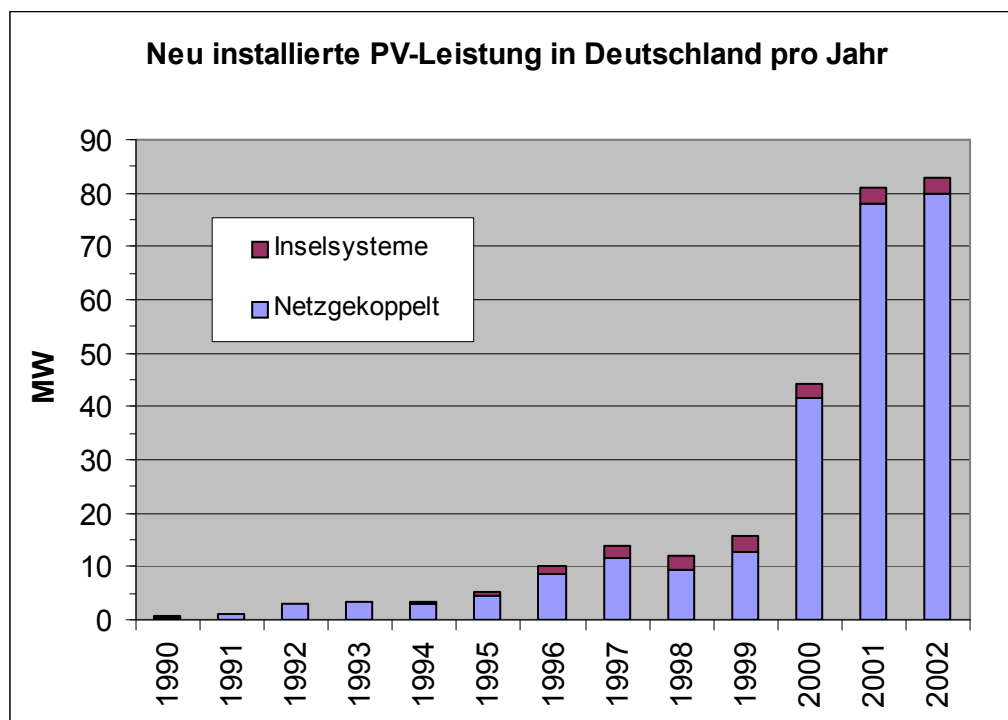


Abbildung 1: Neu installierte PV-Leistung in Deutschland pro Jahr

3.1.2 Marktbestimmende Einflussfaktoren

Aus Abbildung 1 wird deutlich, dass die installierte Leistung und damit Fläche und Menge der installierten Module bis 1995 im Vergleich zu der späteren Entwicklung noch extrem niedrig lagen. Nicht einmal jede 15. der Ende 2002 in Betrieb befindlichen Anlagen stammt noch aus dieser Zeit. Mitte der 1990er Jahre sorgte das **„1.000-Dächer-Programm“** erstmals für einen merklichen Aufschwung der Technologie, nach dessen Auslaufen im Jahr 1998 der bisher einzige rückläufige Jahrgang im Rahmen der dargestellten Entwicklung folgte. Seit Anfang 1999 war das **100.000-Dächer-Programm** in Kraft, durch das der Bau von PV-Anlagen durch zinsgünstige Darlehen gefördert wurde. Im April 2000 trat das **Erneuerbare-Energien-Gesetz** in Kraft, das durch seine erhöhten Vergütungssätze einen bisher einmaligen Aufschwung dieser Technologie bewirkte. Da die meisten Anlagenbetreiber weiter versuchten, einen zinsgünstigen Kredit aus dem 100.000-Dächer-Programm zu erhalten, gab es im Jahr 2000 einen Antragsstau, da die im Programm vorgesehenen Mittel nicht ausreichten. Die Laufzeit des Programms wurde daraufhin verkürzt, so dass die 300 MWp installierte Gesamtleistung mit Förderung durch das Programmseither für Ende 2003 statt für Ende 2004 angestrebt wurden. Tatsächlich wurde dieses Ziel (gemessen an den gestellten Anträgen) zur Jahresmitte 2003 bereits überschritten, seither werden keine Anträge mehr entgegen genommen.

3.1.3 Gliederung des Marktes nach privaten und gewerblichen Betreibern

Eine Gliederung nach privaten und gewerblichen Betreibern ist in den in 3.1.1 analysierten Statistiken ([IEA 2002], [Räuber et al 2003]) nicht enthalten, sie wird aber für die Einordnung der zur Entsorgung anfallenden Stoffströme relevant, da private und gewerbliche Abfälle entsorgungsrechtlich unterschiedlich zu behandeln sind.

Einen wesentlichen Anhaltspunkt hinsichtlich der Rechtsnatur der Antragsteller geben die Jahresberichte für 1999, 2000 und 2001 der KfW [KfW 2000], [KfW 2001], [KfW 2003]. Für 2000 und 2001 wird dort neben der Anzahl der Anträge auch die kumulierte installierte Leistung ausgewiesen. Aus der Relation zwischen Nennleistung und Antragszahl in Tabelle 2 wird deutlich, dass PV-Anlagen privater Haushalte im Durchschnitt kleiner als die gewerblicher Nutzer waren. Mehr als zwei Drittel der installierten Leistung entfielen auf Anträge von privaten Haushalten. Bei diesen

werden daher langfristig mehr als zwei Drittel der zu entsorgenden Stoffströme auftreten.

Tabelle 2: Rechtsform der Antragsteller im 100.000-Dächer-Programm

Bezugsjahr	1999		2000				2001			
	Zusagen		Zusagen		Nennleistung		Zusagen		Nennleistung	
Investor	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil	KWp*	Anteil	Anzahl	Anteil	KWp*	Anteil
Private Haushalte	3.121	88,1%	7.209	88,6%	27.582	66,7%	17.062	87,0%	57.522	74,7%
Einzelfirma	85	2,4%	323	4,0%	2.945	7,1%	1.754	8,9%	11.277	14,6%
AG	123	3,5%	211	2,6%	5.949	14,4%	5	0,0%	77	0,1%
GmbH	23	0,6%	121	1,5%	1.636	4,0%	222	1,1%	2393	3,1%
GbR	17	0,5%	94	1,2%	1.323	3,2%	284	1,4%	2868	3,7%
Jurist. Person des öffentlichen Rechts	98	2,8%	63	0,8%	200	0,5%	0	0,0%	0	0,0%
Eingetragener Verein	28	0,8%	53	0,7%	615	1,5%	135	0,7%	807	1,0%
GmbH & Co. KG	9	0,3%	23	0,3%	568	1,4%	105	0,5%	1636	2,1%
eingetragene Genossenschaft	27	0,8%	20	0,2%	127	0,3%	13	0,1%	70	0,1%
KG	5	0,1%	14	0,2%	269	0,7%	18	0,1%	283	0,4%
OHG	3	0,1%	3	0,0%	62	0,2%	6	0,0%	49	0,1%
Stiftung	0	0,0%	3	0,0%	27	0,1%	0	0,0%	0	0,0%
KG auf Aktien	3	0,1%	2	0,0%	20	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Gesamt	3.542	100%	8.139	100%	41.322	100%	19.604	100%	76.982	100%

Quellen: [KfW 2000], [KfW 2001], [KfW 2003]; * Kilowatt Peak Leistung

3.2 Der PV-Markt in Europa

Analog zu den für Deutschland getroffenen Markt-Aussagen sollen auch Informationen zur Marktentwicklung in den Ländern der Europäischen Union dargestellt werden. Dies hat einerseits zum Ziel, die Stellung des deutschen PV-Marktes innerhalb der EU einzustufen, andererseits können Entsorgungssysteme im Rahmen der europaweit geltenden WEEE auch europaweit organisiert werden, wenn es z. B. darum geht, bestimmte Stoffe einer Verwertung zuzuführen, die nur in sehr kleinen Mengen anfallen.

3.2.1 Marktentwicklung in der Europäischen Union seit 1993

Zur Bestimmung der jährlich neu installierten Leistung in Europa werden für den Zeitraum von 1993 bis 2001 die international anerkannten Daten der Internationalen Energieagentur [IEA 2002] herangezogen, die für Belgien und Griechenland dort fehlenden Zahlen werden aus [EurObserv'ER 2002] ergänzt. Für die beiden kleinsten PV-Märkte Irland und Luxemburg liegen keine Angaben vor. Für das Jahr 2002 liegen Angaben in [EurObserv'ER 2003] vor. Dabei gehen alle verfügbaren Quellen vereinfachend davon aus, dass der Bestand sich jeweils aus der Summe der bis dahin neu installierten Leistungen ergibt, das Ausscheiden aus dem Bestand wird vernachlässigt. In Tabelle 3 ist der jährliche Zuwachs an installierter Leistung und damit zugleich der Markt an PV-Modulen für die 13 EU-Länder, zu denen Angaben vorliegen, dargestellt. Da von den beiden fehlenden Länder geringe Einwohnerzahlen (in beiden zusammen leben nur ca. 1 % der Einwohner der EU 15) und keine relevanten Förderprogramme bekannt sind, können diese Länder bei der weiteren Analyse vernachlässigt werden, ohne dass sich die Aussagen und Schlussfolgerungen dieses Kapitels signifikant ändern.

Tabelle 3: Marktentwicklung für PV-Module in EU-Ländern 1993 bis 2002

Zuwachs in MWp Leistung im Jahr	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Belgien	k. A.							0,20	0,20	0,13
Dänemark	0,09	0,01	0,04	0,11	0,17	0,09	0,6	0,4	0,04	0,16
Deutschland	3,3	3,5	5,4	10,1	14,0	12,0	15,6	44,3	80,9	82,8
Finnland	0,12	0,13	0,13	0,22	0,5	0,13	0,13	0,3	0,21	0,3
Frankreich	0,3	0,4	0,5	1,5	1,7	1,5	1,5	2,2	2,5	2,8
Griechenland	k. A.							0,9	0,5	1,0
Großbritannien	0,10	0,07	0,03	0,05	0,17	0,10	0,4	0,8	0,8	1,5
Italien	3,6	2,0	1,7	0,21	0,7	1,0	0,8	0,5	1,0	2,8
Niederlande	0,4	0,3	0,4	0,9	0,8	2,4	2,7	3,6	7,8	7,8
Österreich	0,3	0,3	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	1,2	1,8	3,4
Portugal	0,05	0,04	0,08	0,08	0,11	0,12	0,19	0,09	0,3	0,21
Schweden	0,24	0,3	0,3	0,23	0,3	0,24	0,21	0,23	0,23	0,25
Spanien	0,7	1,0	0,9	0,4	0,17	0,9	1,1	3,0	3,5	3,7
EU15 (ohne Irland, Lux.)	>9,1	>8,1	>9,7	>14,1	>19,1	>19,2	>24,0	57,7	99,7	106,7

Insgesamt ist der Gesamtmarkt in den EU-Ländern seit 1994 jährlich gewachsen, wobei es in den meisten Ländern jeweils auch zeitweise Rückschritte gab. Seit 1995 macht der PV-Markt in Deutschland mehr als die Hälfte des gesamten PV-Marktes in den Ländern der EU aus.

3.2.2 Marktentwicklung pro Einwohner in der Europäischen Union

Um Vergleiche zur Entwicklung des Marktvolumens an PV-Anlagen in einzelnen Ländern unabhängig von der Landesgröße zu ermöglichen, ist in

Abbildung 2 und Abbildung 3 die **jährlich installierte PV-Leistung pro Kopf der Bevölkerung** für das jeweilige Land aufgetragen. Die EU-Länder wurden in zwei Gruppen eingeteilt (zeitweise größer 0,09 W pro Einwohner und Jahr in

Abbildung 2 und ständig kleiner 0,09 W pro Einwohner und Jahr Leistungs-Zubau pro Kopf in Abbildung 3). So konnte die Größenachse zur besseren Übersicht entsprechend angepasst werden. Zusätzlich sind durch rote und blaue Kreise Zeitpunkte markiert, an denen bestimmte **politische Instrumente** im entsprechenden Land erstmals eingesetzt wurden [Busch 2003]. In den Abbildungen sind Einführungsdaten von Einspeisevergütungen (rot) und Quotenregelungen (blau) dargestellt und generelle Aussagen zur jeweiligen Entwicklung eingefügt [ElGreen 2001], [Bechberger et al. 2003]. Nicht graphisch dargestellt sind Investitionsbeihilfen und andere Formen direkter Subventionierung, da diese meist befristet waren und nicht zur Übersichtlichkeit beitragen (in Deutschland wären z. B. Anfang und Ende des 1.000-Dächer-Programms sowie Anfang und Ende des 100.000-Dächer-Programms einzutragen). Hinzu kommen auch regional wirksame Zuschüsse, die sich nicht im Rahmen einer internationalen Übersicht darstellen lassen.

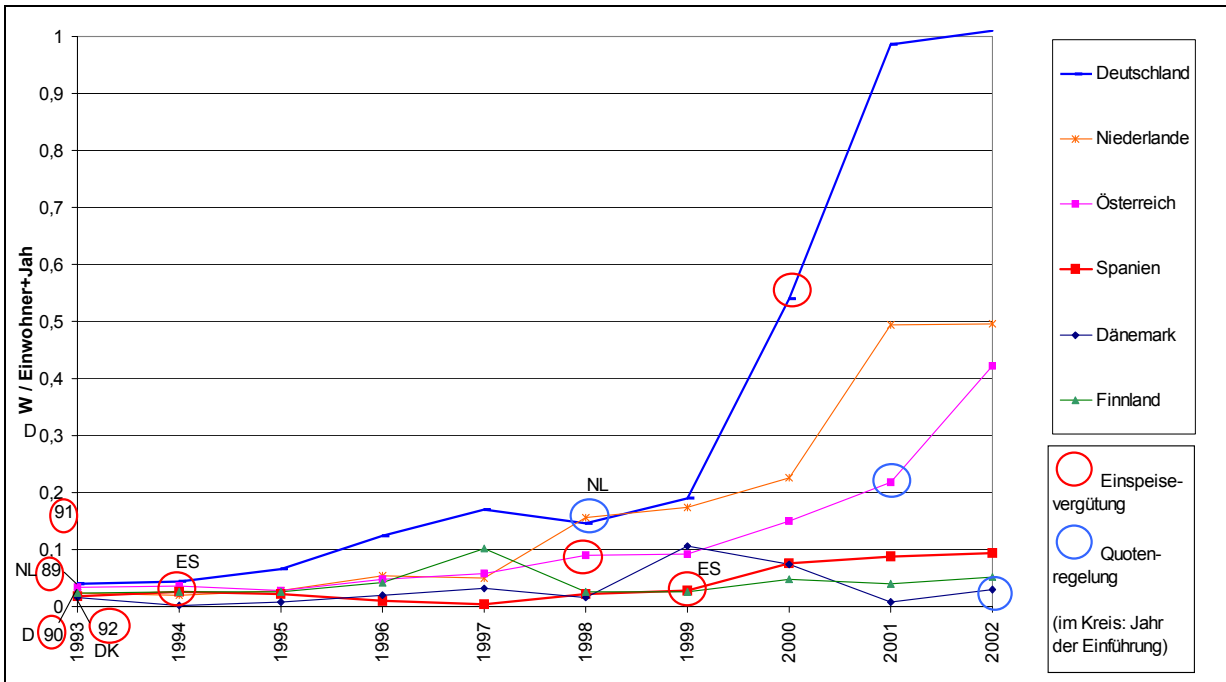


Abbildung 2: Jährlich installierte PV-Leistung je Einwohner in der EU (obere Gruppe)

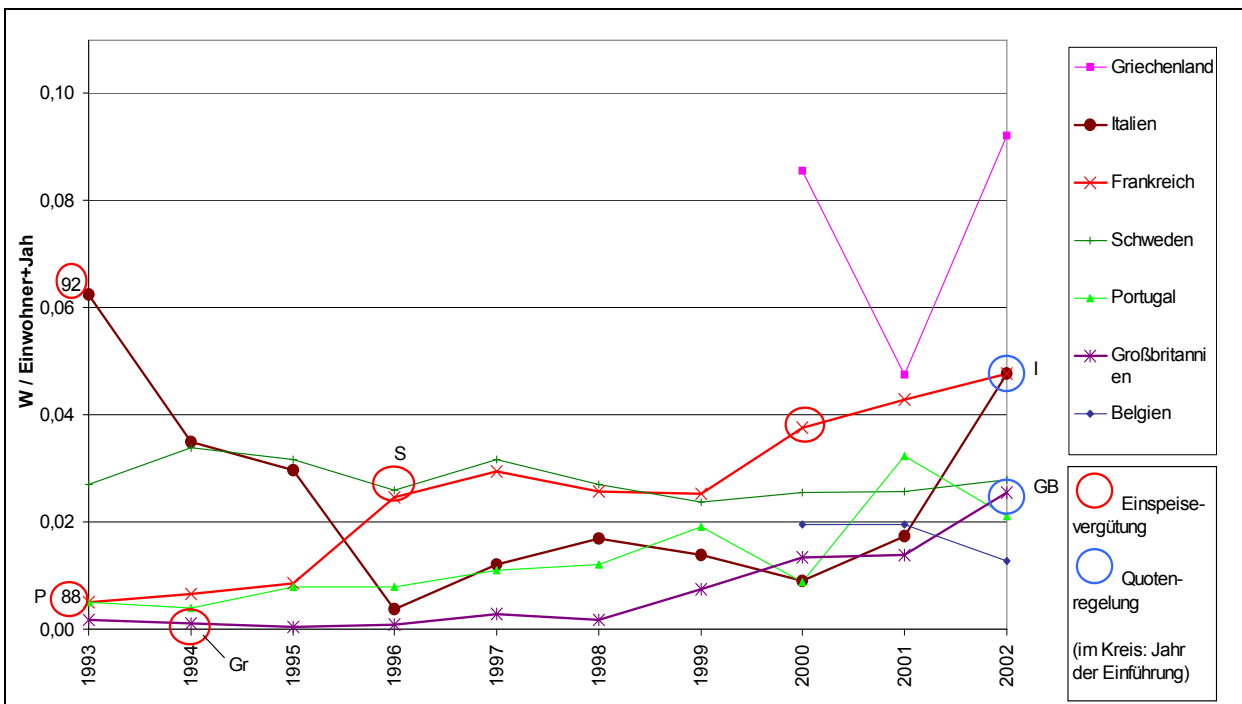


Abbildung 3: Jährlich installierte PV-Leistung je Einwohner in der EU (untere Gruppe)

3.2.3 Einflüsse auf die Marktentwicklung nach Ländern

Belgien. Die Regionen im föderalen Staat Belgien haben unterschiedliche Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energien eingeführt. Während in Flandern ein Zertifikathandelssystem betrieben wird, werden in Wallonien die Preise für grüne Zertifikate garantiert [Bechberger et al. 2003].

Dänemark. Das 1992 eingeführte Einspeisemodell hat in Dänemark zur größten Windstromerzeugung je Einwohner geführt. Windstrom macht in Dänemark ca. 20 % der Gesamtstromerzeugung aus [Bechberger et al. 2003]. Der dänische Photovoltaikmarkt konnte mit dieser Entwicklung nicht Schritt halten und verzeichnet erst 1998 eine nennenswerte Änderung des Trends. Diese Entwicklung wird durch das im Jahr 1999 beschlossene Quotenmodell, welches 2002 eingeführt werden sollte, unterbrochen [Busch 2003]. Gleiches gilt auch für die übrigen regenerativen Energieträger, deren weitere Entwicklung seitdem nahezu zum Erliegen gekommen ist.

Deutschland. Deutschland bildet im Vergleich zu den übrigen europäischen Ländern, in Bezug auf die installierte elektrische Photovoltaik-Leistung eine Ausnahme. Die Einführung einer Einspeisevergütung (Stromeinspeisegesetz) im Jahr 1990 war nicht das alleinige Mittel zur PV-Förderung. Neben dem 1.000-Dächer- und 100.000-Dächer-Programm (größtes europäisches Förderprogramm) wurde durch das EEG (2000), mit der Anhebung der Vergütungssätze auf ein Niveau, das gemeinsam mit dem 100.000-Dächer-Programm die Anlagen dicht an die Wirtschaftlichkeit heranzuführte, diese rasante Entwicklung ausgelöst.

Finnland. Große Kontinuität mit einem leichten, weitgehend stetigen Zuwachs kann in Finnland beobachtet werden. Die vornehmlich zur Versorgung entlegener Verbraucher (auch Navigationsunterstützungssysteme und Kommunikationssysteme) installierten Insel-Anlagen werden ausschließlich durch Kapitalzuschüsse, Subventionen und Steuerausnahmen gefördert [Busch 2003].

Neben Biomasse, welche in Finnland einen hohen Anteil zur Energieversorgung beiträgt, wurde entgegen dem weltweiten Trend der Ausbau der atomaren Stromerzeugung beschlossen [Bechberger et al. 2003].

Frankreich. Der Energiemarkt in Frankreich ist gekennzeichnet durch die marktbeherrschende Stellung des staatlichen Energiekonzerns Electricité de France (EDF) und dem hohen Anteil, den die Atomenergie zur Gesamtstromerzeugung beiträgt [Bechberger et al. 2003]. Im Jahr 1999 werden die Konditionen für die Abnahme von

erneuerbar erzeugtem Strom durch die EDF festgeschrieben und im Jahr 2000 ein Modell zur Einspeisevergütung von Strom aus erneuerbaren Energien verabschiedet [Busch 2003]. Seit 2001 ist ein Mindestpreissystem in Kraft, das die Einspeisung von Solarstrom regelt. Regenerative Energien werden außerdem durch Kapitalzuschüsse und Subventionen unterstützt.

Griechenland. Besonders interessant stellt sich der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Griechenland dar, weil angesichts der zahlreichen griechischen Inseln, die nicht ans Stromnetz angeschlossen sind, dem Aspekt der Dezentralität besondere Bedeutung zukommt [Bechberger et al. 2003]. 1994 wurde ein Modell der Einspeisevergütung eingeführt [Busch 2003].

Großbritannien. Nachdem ein Ausschreibungsmodell nicht die erhofften Erfolge brachte, wurde 2002 ein Quotenmodell zur Förderung erneuerbarer Energien eingeführt [Bechberger et al. 2003]. Ziel ist ein Anteil regenerativer Energien von 10 % an der inländischen Stromerzeugung im Jahre 2010 [ElGreen 2001].

Italien. Anfang der 90iger Jahre war Italien im europäischen Vergleich (in absoluten Zahlen betrachtet) noch führend bei der Nutzung der Photovoltaik. Ursache ist im Nationalen Energie Plan (NEP) zu finden, welcher 1990 verabschiedet wurde. Da Wasser- und Windenergie nahezu ausgeschöpft oder nur mit sehr geringem Potenzial eingeschätzt wurden, wurde ein Schwerpunkt auf die Entwicklung der Photovoltaik gelegt und ein Ziel von 25 MWp installierte PV-Leistung für das Jahr 1995 formuliert. Neben der Installation von Photovoltaikanlagen wurde vor allem die Entwicklung der Technologie, Grundlagen und Materialien unterstützt. Das Ziel wurde indes nicht erreicht. 1992 wurde eine Einspeisevergütung eingeführt, welche in Verbindung mit begleitenden Programmen bis 1995 für einen relativ starken Zuwachs sorgte [Busch 2003]. Danach war die Entwicklung rückläufig (1997 trat die Verordnung außer Kraft) und beschleunigte sich erst wieder durch die Umstellung auf die 1999 beschlossene und im letzten Jahr gestartete Quotenregelung, inklusive Zertifikathandel. Alle Energieversorger und –produzenten müssen 2 % ihrer Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bestreiten [Bechberger et al. 2003]. Neben Photovoltaik kann in Italien Biomasse und Geothermie eine entscheidende Rolle zur Erfüllung dieser Quote spielen. Zusätzlich wird ab dem Jahr 2000 durch die Italienische Nationale Agentur für neue Technologien, Energie und Umwelt ein Projekt „10 000 PV-Dächer“ gefördert.

Niederlande. Schon im Jahr 1989 wurde in den Niederlanden eine Einspeisevergütung eingeführt, welche aufgrund geringer Vergütungssätze keine wesentliche Entwicklung auf dem PV-Sektor in Gang setzte. Im Jahr 1998 wurde als neues dominierendes Förderinstrument ein Quotenmodell mit Zertifikathandel beschlossen, welches zu einem deutlichen Zuwachs der PV-Installationen führte [Busch 2003]. Mit der Quotenregelung soll das Ziel erreicht werden, im Jahr 2010 ca. 12.500 GWh Strom aus erneuerbaren Energien zu produzieren [ElGreen 2001].

Die Zertifizierung von Strom ermöglicht in den Niederlanden eine Befreiung von der Ökosteuern. Nahezu einmalig ist europaweit, dass Strom, der auf umweltfreundliche Weise erzeugt wird, durch die Ausgestaltung der Strommarktliberalisierung einen Wettbewerbsvorteil erhält (neben den Niederlanden wird dieser Ansatz nur noch in Irland verfolgt) [Bechberger et al. 2003].

Österreich. Seit 1998 wird in Österreich die Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien durch ein Einspeisevergütungsmodell gefördert. Zusätzlich wurden 2001 durch die Einführung einer Quotenregelung die regenerativen Anteile zur Stromerzeugung erhöht (Festlegung einer Mindesterzeugungsquote für Energieversorgungsunternehmen) [Busch 2003]. Als Ziel wurde für das Jahr 2007 eine Quote von 4 % an „neuer“ erneuerbarer Stromerzeugung definiert („neu“: Energieressourcen wie PV, kleine Wasserkraft, Wind, Geothermie, etc.) [ElGreen 2001].

Die Energieversorgung in Österreich beruht traditionell auf einem (im europäischen Vergleich) hohen Anteil an großen Wasserkraftwerken.

Portugal. Die sehr früh (im Jahr 1988) eingeführte Einspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom weist für Photovoltaik mittlerweile eine Vergütungshöhe nahe dem Satz des EEG auf [Busch 2003]. Dadurch hat sich die Installation von PV-Anlagen in den letzten Jahren etwas beschleunigt.

Spanien. Die 1994 eingeführte Einspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom führte zu einem leichten Anstieg der PV-Installationen in Spanien. Diese Entwicklung wird 1999 durch das eingeführte Prämienmodell (höhere Vergütungssätze) beschleunigt [Busch 2003]. Im Jahr 2002 wird die Nutzung der Solarenergie in Form von Photovoltaik und Solarthermie zusätzlich durch ein Subventionsprogramm unterstützt. Bemerkenswert ist in Spanien, dass bereits seit 1980 erneuerbare Energien durch garantierten Netzanschluss und Abnahme gefördert werden [Bechberger et al. 2003].

Schweden. Neben Wasser und Atomkraft spielt in Schweden auch Biomasse eine wichtige Rolle für die Strom- vor allem aber Wärmeezeugung. Das 1996 eingeführte Einspeisevergütungsmodell bringt keinen sichtbaren Zuwachs an Photovoltaikleistung. Erneuerbare Energieträger werden in Schweden auch durch Kapitalzuschüsse und Subventionen unterstützt, ein Umstieg auf ein Quotensystem ist geplant [Busch 2003].

3.3 Absehbare weitere Marktentwicklung in Deutschland

Die Marktentwicklung der Jahre 1999 bis 2003 wurde in Deutschland maßgeblich durch das 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm bestimmt, auf das zwischen 57 % (1999) und ca. 95 % (2001, für 2002 ebenso vermutet) aller neu installierten Anlagen entfielen ([KfW e-mail 1999-2003] im Vergleich zu [IEA 2002]). Da die durch das EEG garantierte Einspeisevergütung aus Sicht des Betreibers zwar beträchtlich, nicht aber kostendeckend war, wurde in aller Regel versucht, für neu geplante Anlagen auch einen Zinsvergünstigten Kredit aus dem 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm zu erhalten. So kam es auch zu Investitionsverlagerungen von einem in ein anderes Kalenderjahr, da von den im Jahr 2000 gestellten Anträgen viele erst im Jahr 2001 bewilligt werden konnten. Auch wenn es teilweise zu Übertragungen von Kreditvolumina aus einem in ein anderes Kalenderjahr gab, so wurde durch die im Programmrahmen verfügbaren Kredite doch das Marktvolumen entscheidend beeinflusst. Nachdem bis Ende 2002 ca. 200 MWp installierte Leistung zugesagt waren, und die Nachfrage im ersten Halbjahr 2003 dazu führte, dass alle Fördermöglichkeiten des 100.000-Dächer-Programms ausgeschöpft wurden [KfW e-mail 1999 - 2003], kann davon ausgegangen werden, dass im Jahr 2003 eine Leistung von deutlich über 100 MWp installiert werden wird. Die aktuelle Prognose des Unternehmensverbands Solarwirtschaft geht von einem Photovoltaikzubau von mindestens 130 MWp für das Jahr 2003 aus [UVS 2003]. Dieser Kennwert wurde bei den weiteren Berechnungen für 2003 verwendet.

Für die Zeit danach hängt das Marktvolumen primär von politischen Entscheidungen ab: Es wurden mehrere Varianten diskutiert, wie der Wegfall des auslaufenden 100.000-Dächer-Programms kompensiert werden kann. Am 12. August 2003 wurde ein Referentenentwurf zur **Novellierung des EEG** vorgelegt [BMU 2003f]. Dieser sieht vor, dass für PV-Anlagen auf Gebäuden der Grundvergütungssatz von derzeit



45,7 Cent/kWh (2004 gültig, vgl. 3.1.1) um 15,6 Cent/kWh (bzw. für Großanlagen ab 30 kW um 11,6 Cent/kWh) angehoben wird. Für Fassadenanlagen werden zusätzlich 5 Cent/kWh gezahlt. Für alle Anlagen, die außerhalb von Gebäuden, aber im Geltungsbereich eines Bebauungsplanes errichtet werden, gilt nur der o. g. Grundvergütungssatz. Der Grundvergütungssatz soll weiterhin um 5 % p. a. abgesenkt werden.

Die **Solarwirtschaft**, die in den letzten Jahren in Deutschland erhebliche Produktionskapazitäten aufgebaut hat, peilt auch für die nächsten Jahre in Deutschland einen Absatz zwischen 100 und 500 MWp jährlich an [Körnig 2003]. Unter der Annahme, dass der Referentenentwurf zum EEG vom Gesetzgeber angenommen wird, kann damit gerechnet werden, dass diese Ziele erreichbar sind, da die erhöhte Vergütung für PV-Anlagen auf Gebäuden geeignet ist, den wegfallenden Vorteil des 100.000-Dächer-Programms zu ersetzen. Zudem werden von der KfW und anderen Banken auch andere **Programme** angeboten, aus denen sich die Errichtung von PV-Anlagen zinsgünstig finanzieren lässt, z. B. das CO₂-Minderungsprogramm.

Mehrere Studien haben unterschiedliche Prognosen zur längerfristigen Marktentwicklung vorgelegt, die teils von politischen Zielen ausgehen, teils von den Erwartungen an die Marktentwicklung der Solarindustrie [Greenpeace 2001], [Fischedick / Nitsch 2002], [Butz 2002]. Mit dem Auftraggeber wurde vereinbart, die Daten aus [Fischedick / Nitsch 2002] zu verwenden, weil das dort definierte Nachhaltigkeitsszenario den **energiepolitischen Zielen der Bundesregierung** entspricht.

Für die Berechnung der zukünftig anfallenden Mengen wurde daher von einem Absatz in Deutschland von 130 MWp im Jahr 2003, sowie ab 2004 von den Daten zum Zubau von PV-Anlagen von [Fischedick / Nitsch 2002] ausgegangen. Dieser Ansatz führt für das Jahr 2004 zu einem Rückgang gegenüber der 2003 tatsächlich absehbaren Entwicklung, anschließend zu einer jährlichen Steigerung von linear 30 MWp bei der neu installierten Leistung zwischen 2006 und 2016, bis 2020 beschleunigt sich dieses Wachstum etwas, um danach bis 2040 wieder etwas abzuflachen. Im Jahr 2020 würden so 630 MWp neu installierte PV-Leistung in Deutschland erreicht. Der für 2004 entstehende Knick beruht zwar auf einem Zusammentreffen verschiedener Zeitreihen, ist jedoch nicht ganz unrealistisch, da durch den Ansturm zum Ende des 100.000-Dächer-Programms im Jahre 2003 durchaus Vorzieheffekte von Investitionsabsichten (2003 statt 2004) möglich erscheinen. Auf eine Glättung der Kurve wurde daher verzichtet.



Entscheidend für die tatsächliche weitere Marktentwicklung ist vorrangig die Frage, ob die im aktuellen Referentenentwurf zur Novellierung des EEG [BMU 2003f] vorgesehenen **Einspeisevergütungen** in Kraft gesetzt werden und dann langfristig weiter gelten und so eine langfristige Planungssicherheit ermöglichen, oder ob politische Veränderungen weitere und erhebliche Veränderungen am EEG mit sich bringen.

Der zweite wichtige Einflussfaktor ist die Fähigkeit der PV-Industrie zur **Senkung der Stückpreise**, die mit den im EEG festgelegten Degressionen (5 % geringere Einspeisevergütung für jedes Jahr der späteren Inbetriebnahme) Schritt halten können oder noch eine stärkere Degression erreichen können.

Für die Prognose des zur Entsorgung anstehenden Aufkommens bis 2040 ist die längerfristige Entwicklung aufgrund der Langlebigkeit der Module (vgl. Kapitel 6) allerdings nicht mehr von entscheidender Bedeutung.

4 Stoffliche Zusammensetzung der PV-Module

In diesem Kapitel werden die unterschiedlichen Modultypen und ihre stofflichen Eigenschaften beschrieben. Darauf aufbauend wird der PV-Markt nach Typen differenziert und auf die Verfügbarkeit der einzelnen Stoffe eingegangen.

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen kristallinen Modulen und sogenannten Dünnschichtmodulen. Bei kristallinen Modulen kommen Silizium-Zellen als Halbleiter zum Einsatz. Im Gegensatz dazu, können Dünnschichtmodule sowohl Silizium (hier nicht in kristalliner, sondern in amorpher Form) als auch andere Halbleiter, wie bspw. Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) einsetzen. Der wesentliche Unterschied besteht darin, daß die Dünnschichttechnologie keine Zellen als kleinste stromproduzierende Einheit besitzen, sondern eine dünne Schicht des Halbleitermaterials flächig auf ein Trägermaterial aufgetragen wird (daher auch die Bezeichnung „Dünnschicht“).

4.1 Kristalline Module

Abbildung 4 zeigt den schematischen Aufbau einer kristallinen Silizium-Zelle¹. Auf dem Silizium befindet sich an der Vorderseite ein metallisches Gitter. In einem Modul sind mehrere Zellen über Leiterbahnen miteinander verbunden. Auf der Rückseite der Zelle befindet sich ein metallischer Rückkontakt. Zusätzlich ist die Zelle mit einer Antireflex-Schicht ausgestattet.

¹ Eine kristalline Silizium-Zelle (c-Si-Zelle) wird aus Siliziumscheiben von etwa 1/3 mm Dicke prozessiert, die entweder aus größeren Blöcken herausgesägt oder direkt als Bänder hergestellt werden. Dieser Herstellungsprozeß ist sehr aufwändig und erfordert einen großen Verbrauch an teurem Silizium [Hebling et al 1997].

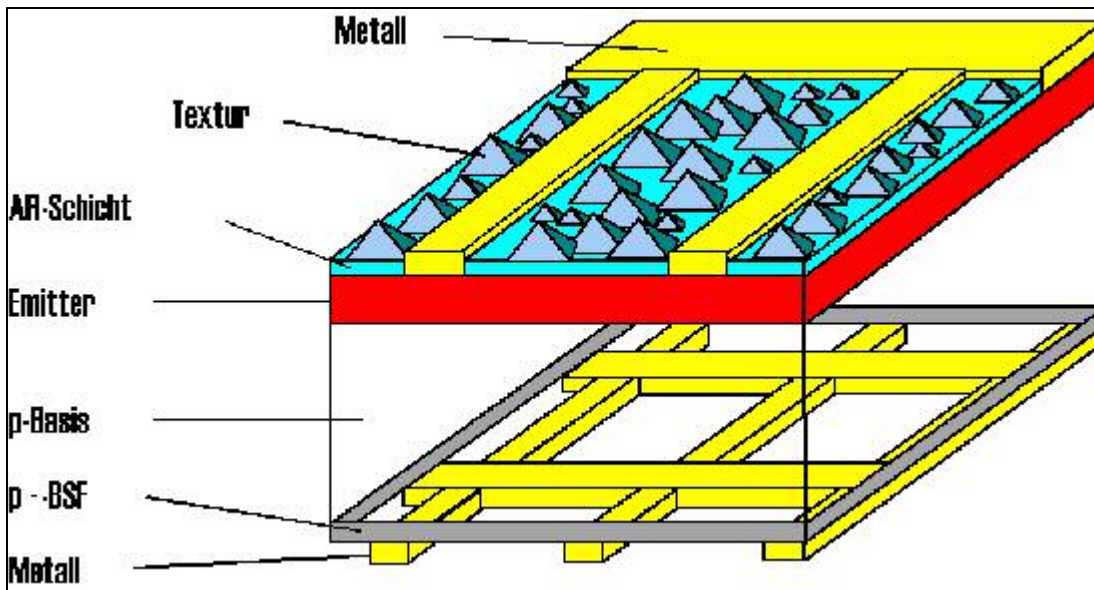


Abbildung 4: Schematischer Aufbau einer kristallinen Silizium-Zelle [Hebling et al 1997]

Unterschieden wird bei den kristallinen Modulen noch zwischen den mono- und polykristallinen Silizium-Modulen²:

- ⇒ **Monokristalline** Zellen bestehen aus einem durchgehenden Kristall. Sie haben einen sehr hohen Wirkungsgrad (etwa 15 %), sind aber auch besonders aufwändig in der Herstellung.
- ⇒ **Polykristalline** Zellen bestehen aus vielen kleinen Kristallen verschiedener Orientierung. Ihre Herstellung ist günstiger als diejenige der monokristallinen, der Wirkungsgrad jedoch geringer (etwa 13 %) [Aves 1997].

Die wesentlichen Bestandteile eines kristallinen Moduls, welches aus mehreren Zellen besteht, sind folgende:

- ⇒ **Glas:** für Frontscheibe, Glasabdeckung, meist gehärtetes besonders lichtdurchlässiges Weißglas
- ⇒ **Rahmen:** Meist aus Aluminium
- ⇒ **EVA (Ethylvinylacetat):** eine Schicht EVA-Folie als Verbundmaterial zum Einbetten der Solarzellen

² Es gibt bei kristallinen Modulen auch noch eine dritte Form: die kristallinen Silizium-Dünnschichtmodule. Diese befinden sich jedoch noch in der Entwicklung. Man erhofft sich hier preisgünstigere Module mit einem akzeptablen Wirkungsgrad (> 10%) [Aves 1997].

- ⇒ **Solarzellen** aus mono- oder polykristallinem Silizium, mit Leiterbahnen miteinander verbunden und verschaltet
- ⇒ EVA, zweite Schicht EVA-Folie, so dass die Solarzellen von diesen Schichten direkt umschlossen werden
- ⇒ **Rückseitenfolie:** „Tedlar“ (Polyvinyl fluoride film, registrierter Handelsname von DuPont), eine besonders strapazierfähige Folie (siehe Textbox S. 21)
- ⇒ **Kontaktdose:** Elektrische Anschlussdose aus Kunststoff und Metallen, von der aus der erzeugte Strom weiter geleitet werden kann

Die 5 Bestandteile außer dem Rahmen und der Kontaktdose werden in einem Laminationsprozess unter Vakuum zu einem Verbund verarbeitet. Anschließend werden die Kontaktdosen (Kunststoff), evtl. mit Anschlusskabeln, und der Rahmen, meist aus eloxiertem Aluminium, sowie geringe Mengen an Dichtmassen ergänzt.

Die **Massenanteile** der Inhaltsstoffe der Module, welche momentan auf den Markt gebracht werden, wurden anhand der Händler-/ Herstellerbefragung abgefragt [Dens 2003], [Malmquist 2003], [Schindler 2003] und sofern möglich aus Datenblättern berechnet, welche im Internet recherchiert wurden [Internet 2003].

Tabelle 4 zeigt einen anonymisierten Vergleich der Gewichtsanteile der wesentlichen Elemente von kristallinen Modulen unterschiedlicher Hersteller, darunter der Marktführer. Daneben ist die leistungsspezifische Masse der Module dargestellt, welche in einer Bandbreite von ca. 96 bis 113 kg/kWp schwankt.

Tabelle 4: Vergleich kristalliner Module unterschiedlicher Hersteller

Hersteller	Glas	Rahmen	EVA	Zellen	Rückseitenfolie	Kontakt-dose	Masse / Leistung
Nr.	Massenanteile in %						In kg/kWp
1	62,3%	22,1%	7,6%	3,9%	2,59%	1,3%	100,28
2	60,6%	23,9%	7,5%	4,2%	2,56%	1,0%	96,35
3	60,9%	23,9%	7,4%	3,9%	2,51%	1,4%	113,72
4	62,1%	23,1%	7,3%	3,8%	2,11%	1,1%	106,90
5	62,6%	22,6%	7,3%	3,8%	2,49%	1,2%	101,35
6	63,6%	20,3%	7,9%	4,1%	2,70%	1,4%	103,99
7	66,0%	19,3%	7,5%	4,0%	2,55%	0,6%	101,01
8	71,9%	12,4%	8,0%	4,2%	2,52%	1,0%	99,91
9	60,6%	24,5%	7,7%	3,8%	2,61%	0,9%	110,33
10	70,8%	14,9%	6,7%	3,6%	2,28%	1,2%	108,98
11	67,8%	16,4%	7,1%	5,6%	2,05%	1,1%	110,87

Quellen: [Dens 2003], [Malmquist 2003], [Schindler 2003], [Internet 2003]

Die Zusammensetzung der Module weist keine großen Schwankungsbreiten auf, wie in Tabelle 4 zu sehen ist.

Die oben genannten wesentlichen Bestandteile können aus folgenden Stoffen zusammengesetzt sein (vgl. auch

Abbildung 4):

Tabelle 5: Stoffliche Zusammensetzung Module [BINE 1999] [Wambach 2001]

Komponente	Inhaltsstoffe (typische Werte)	Ungefährer Massenanteil (ohne Rahmen)
Metallisierung/Rückkontakt	Ag; SiO ₂ ; Cu; Ni; Al; Ti; Pd; Sn	< 0,1 %
Antireflexschicht	TiO _x ; Si _x N _y	< 0,1 %
Verbinder	Cu (Sn, Pb, Ag), Al (Mg, Si)	1 %
Versiegelung, Kleber	Silikone, Butyl, Polysulfide, Cyanacrylate, PU	0 – 10 %
Silizium-Zelle	Si, Ti, Ag, Sn, Pb, Cu, Ni, Pd u.a.	5 – 10 %
Dünnschichtzelle	CdTe, S, Cu, Sn, Pb CuInSe ₂ , Mo, Cu, Sn, Al, Pb, S u.a.	< 1 %
Füllstoffe	Al ₂ O ₃ , TiO ₂ , CaCO ₃ , SiO ₂ , C u.a.	1 %

Dabei handelt es sich bei Blei und Cadmium um Stoffe, die nach RoHS Richtlinie verboten sind. Dieser Aspekt wird in Kapitel 10 ausführlich behandelt.

Rückseitenfolie („TEDLAR“)

PV Module haben an ihrer Rückseite eine zusätzliche Abdeckung. Diese Folie wird üblicherweise als Tedlar Folie bezeichnet. Tedlar ist ein Markenname der Firma DuPont, die dieses Produkt üblicherweise als Granulat liefert. Zusammen mit Additiven und Primern wird das Granulat dann UV gehärtet und als Folie extrudiert.

Die eigentliche Rückseitenfolie ist ein Verbund aus Tedlar und einer Polyesterfolie. Tedlar ist im Grunde ein Polyvinylfluorid und liefert die UV-Beständigkeit der Folie. Die Polyesterfolie liefert die elektrischen und mechanischen Eigenschaften sowie einen Schutz vor Feuchtigkeit.

Der Verbund von Tedlar und Polyesterfolie entsteht durch Lamination: die Komponenten werden mit Epoxydharz miteinander verbunden. Die Lösemittel verdampfen und zurück bleibt ein wärmebeständiger Verbund. Ebenso wird die Rückseitenfolie mit der die Zellen umschließenden EVA Folie verbunden.

Die Firma Krempel sieht die anfallenden Folienreste als Sondermüll an und läßt sie deponieren. Eine Verbrennung ist aufgrund des Fluors und möglicher Produkte aus unvollständiger Verbrennung (halogenorganische Verbindungen) problematisch.

Herstellungsbedingt kann der Verbund EVA/Rückseitenfolie also auch nur gemeinsam, wenn überhaupt, aus dem Modul herausgetrennt werden [Brust 2003]. Eine Rückgewinnung sortenreiner Kunststoffe ist nicht möglich [Wambach 2003].

Alternativen zu Fluor (bzw. zu Tedlar) sind momentan im Gespräch. Allerdings erscheint es auf den ersten Blick schwierig eine Alternative zu finden, die die gleiche UV-Beständigkeit bieten kann [Brust 2003].

BP Solar evaluiert derzeit eine Bandbreite an neuen Materialien für Rückseitenfolien. Bis jetzt konnte keines dieser Materialien die Qualitätsstandards von BP Solar erfüllen. Deshalb ist momentan keine Substitution der Tedlar Folien geplant [BP Solar 2003]. Eine Entwicklung in diesem Bereich ist in den nächsten 5 Jahren zu erwarten [Wambach 2003].

Mit Hilfe der im Jahresbericht der KfW erfassten Daten bezüglich der Hersteller der 2001 verwendeten Module [KfW 2003] konnte ein nach verkauften Modulen **gewichtetes (kristallines) Standardmodul** berechnet werden, das als Grundlage für die spätere Berechnung der Abfallmengenprognosen in Kapitel 5 dient. Die stoffliche Zusammensetzung ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 6: Zusammensetzung gewichtetes Standardmodul³

Glas	Rahmen	EVA	Zellen	Rücksei- tenfolie	Kontakt- dose		Masse / Leistung in kg/kWp
Massenanteile in %							
62,7 %	22,0 %	7,5 %	4,0 %	2,5 %	1,2 %		103,6
Quelle: eigene Berechnung							

Vergleicht man dieses Resultat mit anderen Quellen [Wambach 2002], [BINE 1999], so fällt eine Verschiebung der Massenanteile in Richtung Scheibe und Rahmen auf. Die beiden Elemente befinden sich jeweils über oder am oberen Ende der Margen, welche in den Quellen angegeben werden. Diese Beobachtung lässt sich durch einige Optimierungsschritte in der Modulproduktion in den letzten Jahren (Zellen und andere teure Materialien werden dünner) und durch die Größenzunahme der verbreitetsten Module erklären (Scheiben und Rahmen müssen stärker werden, der Anteil der übrigen Bestandteile und besonders der Kontakt-dose sinkt entsprechend).

4.2 Dünnschichtmodule

Bei den **Dünnschichtmodulen** unterscheidet man zwischen Modulen auf Basis von amorphem Silizium und Modulen auf der Basis von Verbindungshalbleitern:

- ⇒ **Amorphe Silizium-Zellen⁴** bestehen aus einer unstrukturierten, „glasartigen“ Mischphase aus Silizium und Wasserstoff. Sie können besonders günstig hergestellt werden, haben aber auch einen niedrigen Wirkungsgrad, der sich zudem während des Betriebs noch verschlechtert (von etwa 9 % auf 5 %) ⁵ [Aves 1997].
- ⇒ **Verbindungshalbleiter** sind etwa Cadmium-Tellurid (CdTe), Kupfer-Indium-Diselenid (CIS), Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) und Gallium-Indium-Phosphid (GaInP₂).

³ Für alle weiteren Berechnungen in dieser Studie wird vereinfacht von folgenden Kenngrößen eines Standardmoduls ausgegangen: 1,25 m²; 15kg; 12kg/m²; 100 W_p/m²; 72 Zellen (diese Angaben beruhen auf dem Modul BP 3160 der Firma BP Solar und wurden mit Angaben aus der Praxis für die Berechnungen vereinfacht).

⁴ Amorphes Silizium (a-Si) wird in Schichten von 1/1000 mm aus der Gasphase auf Glas abgeschieden [Hebling et al 1997].

⁵ Wegen ihrer geringen Leistung werden sie vor allem für Kleinanwendungen eingesetzt (1 bis 300 mW).

Gemeinsam ist beiden Typen, dass die Halbleiter in dünnen Schichten auf einem Trägermaterial aufgebracht werden – dazu eignen sich beispielsweise Glas (alle Typen) und Stahlblech (amorph). Als Vorderseitenkontakt finden bei amorphen Modulen vor allem transparente leitende Oxide wie Indium-Zinn-Oxid (ITO) oder auch Zinkoxid (ZnO) Anwendung [Powalla et al 2001].

Die stoffliche Zusammensetzung von Dünnschichtmodulen ist in Tabelle 7 zusammenfassend dargestellt:

Tabelle 7: Stoffliche Zusammensetzung Dünnschichtmodule

Glas	Rahmen	EVA	Kon- takt- do- se	Chem. Elemente	Rücksei- tenfolie*		Masse / Leistung
Massenanteile in %							in kg/kWp
74,53 %	20,4 %	3,5 %	1,1 %	0,1 %	0,0 %		285,2
Quellen: [Internet 2003], * kein Tedlar weil Doppelglasmodule							

Wird das Modul ohne Rahmen betrachtet, welcher im Normalfall aus eloxiertem Aluminium besteht, verschieben sich die Gewichtsanteile dementsprechend.

Im Vergleich zum kristallinen Standardmodul (siehe Tabelle 6) ist das leistungsspezifische Gewicht der Dünnschichtmodule auf Glasbasis fast dreimal so hoch. Diese Tatsache könnte sich durch die aktuellen Entwicklungen in der Dünnschichttechnik in den nächsten Jahren ändern, wenn Module auf Folienbasis hergestellt werden (siehe dazu auch die Ausführungen in Kapitel 10).

Abbildung 5 zeigt den schematischen Aufbau einer Dünnschichtzelle. Auf einem (Glas-)Substrat befinden sich die Halbleiter (z.B. Cd und Te).

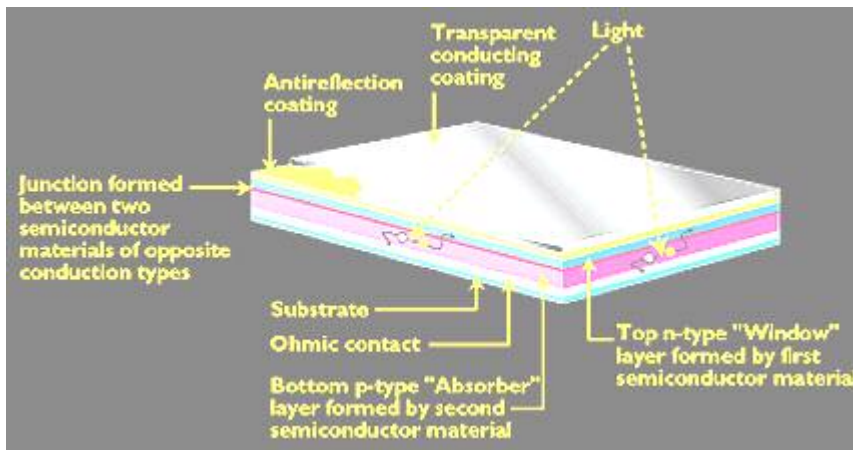


Abbildung 5: Schematischer Aufbau Dünnschichtzelle [DOE 2003]

Eine genauere Aufgliederung der verwendeten chemischen Substanzen, welche bspw. in CIS-Dünnschichtmodulen eingesetzt werden, ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Aufbau CIS-Solarmodul (Durchschnittswerte Doppelglas-Modul, ohne Rahmen)

Material	in g/m ²	in Gew.-%
Glas (2 x 3 mm)	15 000	93,7
EVA (vernetzt)	980	6,1
CIGS*	10 bis 15	0,07
ZnO	3,5 bis 7,5	0,03
Molybdän	3 bis 7	0,03
CdS	0,2 bis 0,45	0,002
* CIGS: Kupfer-Indium-Gallium-di-Selenid: Cu(In _x Ga _{1-x})Se ₂		
Quelle: [Schindler 2003]		

Ein Teil der chemischen Substanzen, welche in CdTe-Dünnschichtmodulen eingesetzt werden, sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Halbleiter und ihre Verbindungen in CdTe-Modulen verschiedener Hersteller [BINE 1999] [Gegenwart 2003]

g/m ²	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5
CdS	0,96	28,9	48,2	1,4	1,7
CdTe	12,4	37,2	62	15,5	20
Cd ges.	6,55	39,8	66,4	8,3	10,4
Te	6,6	19,8	33	8,3	-

Cadmium findet also sowohl in CdTe-Modulen (als CdTe und als CdS) als auch in CIS-Modulen (nur als CdS) Anwendung. Die Auswirkungen des Cadmium-Verbotes aufgrund der RoHS Richtlinie werden in Kapitel 10 ausführlich behandelt.

Im Rahmen der Händler-/ Herstellerbefragung [Schindler 2003] und der Datenrecherche [Internet 2003] konnten auch **Angaben zu anderen Sondermodulen** gewonnen werden. Zu diesen Sondermodulen zählen

- ⇒ **Fassadenmodule**, welche normalerweise mit Doppelscheiben ausgeführt sind (oft auch rahmenlos) und aus diesem Grund einen Scheibenanteil von 75 bis über 90 % (rahmenlos) haben. Fassadenmodule können sowohl als kristalline Module als auch als Dünnschichtmodule ausgeführt werden.
- ⇒ **Dachintegrierte Systeme** - diese weisen eine ähnliche stoffliche Zusammensetzung wie kristalline Module mit einem etwas geringeren Rahmenanteil auf.

4.3 Differenzierung des Marktes nach Modultypen

Der weltweite Photovoltaik-Markt wird derzeit von Technologien aus mono- und multikristallinem Silizium beherrscht, die 80 % der Produktion ausmachen (siehe Abbildung 7). Das Silizium für die Herstellung dieser Zellen, das so genannte Solarsilizium („solar grade silicon“ – SOG-Si), ist ein Nebenprodukt der Elektronikindustrie („off-specification of electronics grade silicon“). Die Verfügbarkeit ist durch die Herstellungsverfahren der Elektronikindustrie systembedingt auf 15 % der Jahresproduktion an „electronics grade silicon“ (EG-Si) beschränkt: bei 20.000 t sind das 3.000 t Solarsilizium pro Jahr. Mehrbedarf wird über „non-prime“ EG-Si abgedeckt, was allerdings sehr viel teurer ist (15 % - 60 %) und Preissenkungen bei den Modulen unwahrscheinlich werden lässt. Abbildung 6 zeigt die weltweite Verfügbarkeit und die Nachfrage nach Solarsilizium von 1995 – 2015. Daraus wird ersichtlich, dass die Nachfrage die Verfügbarkeit wahrscheinlich mittelfristig überschreiten wird [Odden et al 2003].

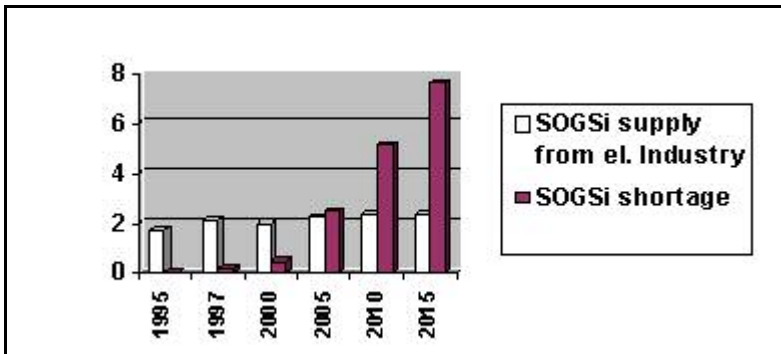


Abbildung 6: Verfügbarkeit und Nachfrage Solarsilizium in t/a [Odden et al 2003]

Die restlichen 17 % des Weltmarktes werden von Dünnschicht-Technologien ausgefüllt. Dabei haben die amorphen Silizium-Technologien mit 16 % momentan den größten Anteil. Sie werden seit Jahren bereits in industrieller Produktion hergestellt, konnten aber bei Großanwendungen (Modulen) keine große Verbreitung erreichen⁶, da sie im Vergleich zu kristallinen Silizium-Modulen einen schlechteren Wirkungsgrad und höhere Systemkosten aufweisen [Powalla et al 2001].

Mit 3 % haben Schicht- und Bandsilizium⁷ auf dem Weltmarkt einen vergleichsweise geringen Anteil (siehe Abbildung 7).

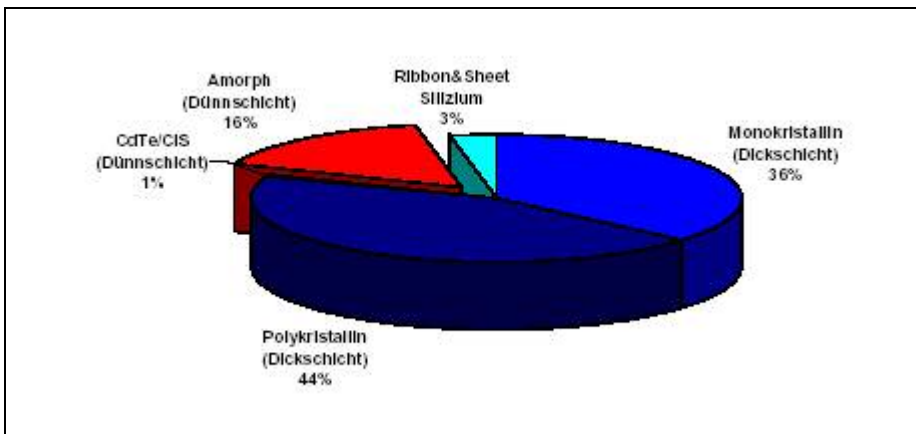


Abbildung 7: Weltmarkt unterschiedliche PV Technologien 1999 [Rofin 2002]

⁶ Im Gegensatz zu Kleinsystemen (z. B. Taschenrechner, Uhren, Waagen, etc.) und Sonderanwendungen wie Fassaden [Powalla et al 2001].

⁷ Hierbei handelt es sich um ein Fertigungsverfahren, welches die Waferproduktion ohne Sägen und Kerfverlust erlaubt. Ein Siliziumband wird in einem langsamen, kontinuierlichen Prozess direkt aus einer Siliziumschmelze gezogen. Aufgrund des geringeren Materialverbrauchs werden die Chancen für diese Technologie umso besser, je weiter der Preis für solarzellenfähiges Silizium ansteigt [Butz 1999].

Für die neueren Dünnschichttechnologien - Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)⁸ – werden aufgrund ihrer hohen Wirkungsgrade und kostengünstiger Herstellungsverfahren große Wachstumschancen gesehen [Powalla et al 2001].

Nichtsdestotrotz gibt es auch Entwicklungen, die sich bewusst von den cadmiumhaltigen Technologien entfernen. So befinden sich bspw. CIGS Module auf Folienbasis in der Entwicklung und einige Hersteller setzen verstärkt auf kristalline Technologien [Universität Leipzig 2003] [BP Solar 2003].

Die CdTe und CIS Module setzen seltene Metalle wie Tellur, Indium und Gallium ein, die als knappe Ressourcen zu betrachten sind, oder deren Verteilungsmuster die Gewinnung nur mit hohem ökologischen und ökonomischen Aufwand zulassen. Cadmium hingegen als Koppelprodukt der Gewinnung von Metallen (z. B. Zink), ist angesichts der derzeitigen phase-out-Tendenzen in anderen Anwendungsbereichen in ausreichenden Mengen verfügbar (Cd-Bedarf 2006 = 4 - 6 t).

Für den deutschen Markt gestaltet sich die Situation etwas anders, als für den Weltmarkt. Die im Rahmen des 100.000-Dächer Solarstrom-Programms geförderten PV-Anlagen wiesen im Jahr 2001 eine Verteilung nach kristallinen, amorphen und Dünnschichtzellen auf, wie sie in folgender Tabelle dargestellt ist.

Tabelle 10: Aufteilung der Zusagen für PV-Anlagen nach Art der Module

Zelltyp	Zusagen der KfW 2001 im Rahmen des 100.000-Dächer-Programms		
	Anzahl Anlagen	Anteile an der Stückzahl	Zusammengefasst
polykristallin	7.415	49,13 %	97,54 %
monokristallin	7.307	48,41 %	
amorph	144	0,95 %	0,95 %
And. Dünnschicht	227	1,50 %	1,50 %
Anlagen aller Zelltypen	15.093	100,00 %	100,00 %
Quelle: [KfW 2003]			

⁸ Diese beiden Typen werden bereits industriell – wenn auch in kleinem Maßstab oder als Pilotbetrieb – hergestellt. Für CIS Zellen gibt es noch Modifikationen, die durch den Zusatz von Gallium oder Schwefel erzeugt werden [Powalla et al 2001].

Demnach waren im Jahr 2001 über 97 % der beantragten Solaranlagen mit mono- oder polykristallinen Zellen ausgestattet. Amorphe Technologien spielen im Vergleich zum Weltmarkt hier eine sehr untergeordnete Rolle, da sie bei PV-Anlagen (Großanwendungen) nicht sehr verbreitet sind. Die anderen Dünnschichttechnologien sind mit 1,5 % nur geringfügig stärker vertreten als auf dem Weltmarkt. Nach Einschätzung der Hersteller wird sich der Anteil der Dünnschichttechnik am deutschen Markt in den nächsten 10 bis 20 Jahren etwas erhöhen (aber nicht wesentlich über 15 % am Gesamtvolumen hinausgehen) [Schindler 2003], [Liebert 2003], [Schlicker 2003]. Die Materialzusammensetzung der unterschiedlichen Module und die daraus resultierenden Stoffmengen an Wert-, Abfall- und Problemstoffen werden im folgenden Kapitel näher diskutiert.

Der **Anteil von Sondermodulen** (Dachintegrierte Module, Fassaden- oder Dachziegelmodule), die häufig ähnlich wie Standardmodule mit mono- oder polykristallinen Zellen hergestellt werden, konnte anhand einer Händler- bzw. Herstellerbefragung nur abgeschätzt werden. Relevant wären genaue Angaben in dieser Hinsicht aber auch nur, solange diese Module in ihren Massenverhältnissen wesentlich von den Standardmodulen abweichen.

Ob und in welche Richtung sich die **stoffliche Zusammensetzung** der Module, die auf den Markt kommen, **verändern** wird, ist sehr schwer abzuschätzen, denn der Konkurrenzdruck in der Solarbranche hat ein hohes Niveau erreicht, und die eingeräumten Leistungsgarantien der Module verpflichten die Hersteller, technisch hochwertige Produkte auf den Markt zu bringen. In den nächsten 10 bis 20 Jahren werden aller Voraussicht nach ca. 90 % der Module, die auf den Markt kommen, kristalline Standardmodule sein, deren Zusammensetzung sehr ähnlich der oben errechneten Zusammensetzung sein wird (siehe Tabelle 6 und vgl. dazu auch Kapitel 4.3).

5 Prognose über die zur Entsorgung anstehenden Abfallmengen in Deutschland

In diesem Abschnitt wird zunächst die Lebensdauer von PV-Modulen bestimmt, die zu langjährigen Absterbekurven führt, so dass anschließend eine längerfristige Abfallmengenprognose nach Jahresscheiben für Deutschland möglich wird. Diese Prognose wird anschließend nach Modultypen und Materialien gegliedert.

5.1 Lebensdauer von PV-Modulen

Eine wesentliche Grundlage zur Bestimmung der zu entsorgenden Materialien aus PV-Modulen ist die Bestimmung der zu erwartenden tatsächlichen Lebensdauer. Diese Lebensdauer wird teilweise durch technische, teilweise durch externe Gründe bestimmt.

5.1.1 Begriff und Grenzen der technischen Lebensdauer von PV-Modulen

Die technische Lebensdauer von PV-Modulen ist der Zeitraum zwischen ihrer Produktion und dem Zeitpunkt, an dem diese PV-Module aufhören, Strom zu produzieren, ohne dass sie durch menschliche Einflüsse (z. B. Demontage, Unfall oder Sachbeschädigung) zerstört oder vom Netz genommen werden.

Da PV-Module keine beweglichen Teile haben und im Betrieb auch zu keinen Stoffströmen (der Ver- und Entsorgung) führen, stellt sich generell die Frage, welche Gründe zu einem Ende der Lebensdauer führen können.

Meistens können diese Gründe als „**Verwitterung der Materialien**“ bezeichnet werden. Diese Verwitterung kann zunächst dazu führen, dass die Leistung nachlässt (z. B. durch Vergilben von Glasscheiben), später können sich die Materialien durch die Temperaturbedingten Ausdehnungs- und Kontraktionsvorgänge im Laufe der Jahre verformen, so dass die Leitung des elektrischen Stroms unterbrochen wird. Bei Systemen mit Kunststoff- oder Gummidichtungen sind es meist diese weichen Materialien, die zuerst verwittern [Zanger 2003].

Solche Verwitterungsvorgänge hängen stark vom Standort der Installation ab. Es kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass baugleiche PV-Module genau gleich lange funktionsfähig bleiben, vielmehr verteilt sich die Ausfallwahrscheinlichkeit aller Module in Form einer Absterbekurve auf einen längeren Zeitraum. Eine eindeutige Obergrenze für die Lebensdauer ist dabei nicht bekannt.

5.1.2 Abschätzung der mittleren technischen Lebensdauer

Die typische technische Lebensdauer eines PV-Moduls kann heute von niemandem genau prognostiziert werden. Dies liegt einerseits daran, dass die Technologie noch relativ neu ist (so wurde erst 1982 erstmals in Europa eine Netzgekoppelte PV-Anlage in Betrieb genommen [Realini et al. 2001]), zum anderen daran, dass die Technologie verschleißfrei und wartungsarm arbeitet und daher als ausgesprochen langlebig und robust eingeschätzt werden kann. Beide Effekte zusammen führen dazu, dass fast alle bisher installierten Anlagen noch in Betrieb sind und Erfahrungen mit der Verschrottung solcher Anlagen kaum vorliegen. Die meisten älteren Anlagen weisen zwar Leistungsminderungen auf und entsprechen z. T. nicht mehr dem Stand der Technik, mussten aber noch nicht verschrottet werden, da sie weiterhin Strom produzieren. Modulhersteller geben mittlerweile Garantien von bis zu 25 Jahren auf ihre Module, ohne dass Messungen über einen so langen Zeitraum vorliegen.

Zwar werden bei einigen Institutionen, so beim TÜV Rheinland Alterungstests durchgeführt, die aber von den getesteten Modulen in der Regel bestanden werden und daher auch nicht als Grundlage für eine genaue Prognose über die tatsächliche Lebensdauer verwendet werden können [Hermann 2003].

In den meisten Quellen wird eine Lebensdauer von „mindestens 20 Jahren“ [Butz 2002] oder „ca. 25 Jahre“ [Hütter 2003] geschätzt. Alterungstests an einer bereits 20 Jahre alten Anlage deuteten darauf hin, dass diese noch etwa 10 bis 15 weitere Jahre Strom liefern dürfte: „Regarding the Mean Time Before Failure of the plant, it is reasonable to assume, on the basis of results obtained from accelerated lifetime tests, that the modules could continue to provide useful electrical power for another 10-15 years“ [Realini et al. 2001]. Damit wäre eine Lebensdauer von 30 bis 35 Jahren zu erwarten, eine Einschätzung, die auch von Schmidhuber [Schmidhuber 2003] geteilt wird. Kürzere Lebenszeiten sind für amorphes Silizium bekannt, das jedoch überwiegend in Kleinstanwendungen eingesetzt wird [Wambach 2003].

Zur Ermittlung einer realistischen Absterbekurve können neben den oberen Einschätzungen nur wenige Langzeitbeobachtungen herangezogen werden. Im Zuge des Langzeit-Monitorings der ersten Netzgekoppelten monokristallinen 10-kW-Anlage in Lugano (Schweiz) wurde festgestellt, dass 2,4 % der Module in den ersten 16 Betriebsjahren das Ende ihrer Lebensdauer erreichten. [Camani et al. 1998].

5.1.3 Mögliche Ursachen für vorzeitigen Ausfall von PV-Modulen

Angesichts der langen technischen Lebensdauer der PV-Module ist es von Bedeutung, auch andere als anlagenbezogene technische Ursachen zu betrachten, die zu einer Verschrottung von PV-Modulen führen können:

Noch bevor die Anlage installiert wird, ist mit einem gewissen Produktionsausschuss zu rechnen. Die Hersteller legen hierzu allerdings keine Daten offen, z. T. werden Ausfallraten von 0,1 bis 1 % angegeben, als realistisch ist dabei eher der obere Wert (ein Prozent der hergestellten Module) anzusehen [Wambach 2003].

In der gleichen Größenordnung liegen **Transportschäden** sowie Glasbruch durch **Montagefehler** bzw. spontanen **Glasbruch** [Wambach 2003]. Für das erste Jahr wird daher mit einer Ausfallrate von 3 % gerechnet. Dabei ist zu beachten, dass 2/3 dieser Ausfälle auftreten, bevor die Anlage überhaupt fertig installiert ist und damit in der Statistik als „installierte Leistung“ erscheint. Die betreffenden Materialien stehen dennoch zur Entsorgung an. Somit wird von einer Grundgesamtheit von 102 % der statistisch erfassten installierten Leistung ausgegangen, von der 2 Prozentpunkte vor der Montage und einer im ersten Betriebsjahr ausfallen.

In den folgenden 10 bis 15 Betriebsjahren sind die Ausfallrisiken minimal. Bisher nur sehr selten beobachtet wurden Schäden durch Sturm und Hagel, ähnlich verhält es sich mit Vandalismus, der nur für solche Anlagen relevant wird, die relativ gut zugänglich sind, was für die meisten Aufdachmontagen nicht zutrifft. Für den einzelnen Nutzer relevant ist in dieser Phase auch das Risiko eines Diebstahls. In dieser Analyse spielt Diebstahl jedoch keine Rolle, da die gestohlenen PV-Module nicht direkt der Entsorgung zugeführt werden, sondern in der Regel (widerrechtlich) an einem neuen Standort montiert werden, wo ihr Betrieb fortgesetzt wird. In einzelnen Fällen wurden auch Anlagen mit Delaminationserscheinungen aus optischen Gründen schon nach kurzer Betriebsdauer wieder ausgewechselt, das bekann-

teste Beispiel hierfür ist die Anlage auf dem Dach des Bundeswirtschaftsministeriums in Berlin.

Wirtschaftliche Gründe, PV-Module auszuwechseln und durch modernere zu ersetzen, existieren nicht, da der Betrieb von PV-Modulen nicht gewinnbringend erfolgt und die Einnahmen aus Einspeiserlösen (Grenzerträge) nach der Inbetriebnahme auch bei nachlassender Leistung größer sind als die mit dem Weiterbetrieb verbundenen Aufwendungen (Grenzkosten).

5.1.4 Annahmen zur Absterbekurve von PV-Modulen und von Dächern

Die Wahrscheinlichkeit für ein Betriebsende in den ersten Jahren wird daher wie folgt angenommen: Beginnend bei 0,1 % im zweiten Jahr werden 0,3 % Absterbewahrscheinlichkeit im 11. Jahr und 0,5 % Absterbewahrscheinlichkeit im 20. Jahr angesetzt. Die Zwischenwerte werden interpoliert. Von den Anlagen, die das erste Jahr überstanden haben, sind somit nach 15 Jahren noch 96,6 % im Bestand enthalten, nach 20 Jahren noch 94,4 %. Dieser Wert passt auch zu den von [Camani et al. 1998] angegebenen 2,4 % der Module, die innerhalb von 16 Jahren ausgefallen waren, da sich diese Angabe nur auf eine Anlage aus monokristallinem Silizium bezog und an ihrem Standort auf einem Dach einer Schweizer Universität auch geringeren externen Risiken (wie z. B. Vandalismus) ausgesetzt war.

Anschließend werden höhere Absterbewahrscheinlichkeiten angesetzt, so dass nach 25 Jahren noch 85 % der Grundgesamtheit, nach 30 Jahren noch 74 %, nach 35 Jahren noch 59 % und nach 40 Jahren noch 43 % der Anlagen erhalten bleiben.

Die höheren Absterbewahrscheinlichkeiten nach 20 und mehr Jahren beruhen einerseits auf den in Kapitel 5.1.2 zitierten Quellen, zum anderen sind auch die Dichtungen und Beschichtungen der verschiedenen Module nur begrenzt haltbar – kritisch ist hier v. a. der Einsatz dauerelastischer Knetmassen im Rahmenbereich zu sehen. Dies betrifft nach Einschätzung der Arbeitsgemeinschaft Ziegeldach insbesondere dach- oder fassadenintegrierte Systeme ohne Rahmung [Zanger 2003], aber auch Dach-aufgeständerte Systeme, da hier stärker belastete Gestellteile einer Materialermüdung unterliegen. In der Vergangenheit wurden zudem auch PV-Module mit Kunststoffoberflächen eingesetzt, deren Haltbarkeit deutlich unter der von Glasoberflächen liegt.

Eine wichtige Ursache für die Verschrottung von PV-Modulen kann ein Neueindecken des gesamten Daches sein, auf dem die Anlage montiert ist. Die Lebensdauer von Hausdächern ist allerdings wiederum abhängig von den dabei genutzten Materialien. Die seit Anfang der 1980er Jahre erreichte Qualität von Ziegeldächern (mit externer Prüfung) gewährleistet eine Lebensdauer von wenigstens 50 bis 100 Jahren, wenn die Hinterlüftung des Daches funktioniert und eine regelmäßige Wartung vorgenommen wird [Zanger 2003]. Diese Aussage kann für Ziegeldächer (ca. 50 % Marktanteil) sowie für mit Acrylat veredelte Betondachsteine gelten, während die Lebenserwartung von nicht veredelten Betondachsteinen eher bei 30 Jahren anzusetzen ist [Trinkert 2003], [Zanger 2003].

Die Wahrscheinlichkeit eines neuen Daches wurde für die Gruppe „Ziegeldächer und veredelte Betondachsteine“ sowie für die Gruppe „nicht veredelte Betondachsteine“ getrennt berechnet. Angenommen wurde dabei, dass in den ersten Jahren kaum ein Dach komplett gedeckt werden muss. Für diesen seltenen Fall ist auch damit zu rechnen, dass die erst wenige Jahre alten PV-Module nicht ausgetauscht werden, sondern nach dem Austausch des Daches weiter verwendet werden. Wie im Fall der PV-Module wurden für die Absterbekurven bestimmte prozentuale Eckwerte gesetzt und interpoliert. Die Absterbekurve für Dächer insgesamt wurde dann als gewichteter Mittelwert beider Kurven errechnet, wobei 70 % der Wahrscheinlichkeit zur Gruppe „Ziegeldächer und veredelte Betondachsteine“ zugeordnet wurden. Damit ergab sich eine Gesamtkurve für neue Dächer.

5.1.5 Bildung einer zusammenfassenden Absterbekurve

Die meisten PV-Module werden auf Neubauten oder auf Dächern montiert, die gerade neu gedeckt wurden. Unter dieser Annahme lässt sich die Wahrscheinlichkeit der Verschrottung eines PV-Moduls durch **Multiplikation der beiden Absterbekurven** (für PV-Module und für Hausdächer) errechnen, wobei beide Absterbekurven das gleiche Ausgangsjahr haben. Die Tatsache, dass einige der Anlagen auf Dächern montiert werden, die schon längere Zeit in Betrieb sind, kann mit der Überlegung kompensiert werden, dass ein Teil der Anlagen gar nicht auf Dächern installiert wird und daher unabhängig von der Haltbarkeit der Dächer bestehen kann. Von den 2001 von der KfW bewilligten Anlagen wurden 97 % auf Dächern errichtet [KfW 2003].

Die Gesamtkurve durch neueingedeckte Dächer wurde mit der in Kapitel 5.1.4 beschriebenen Gesamtkurve für PV-Module, die aus technischen oder anderen Gründen das Ende ihrer Betriebsdauer erreichen, multipliziert, so dass sich die Wahrscheinlichkeit für das Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand ergibt. Die drei Kurven sind in Abbildung 8 dargestellt.

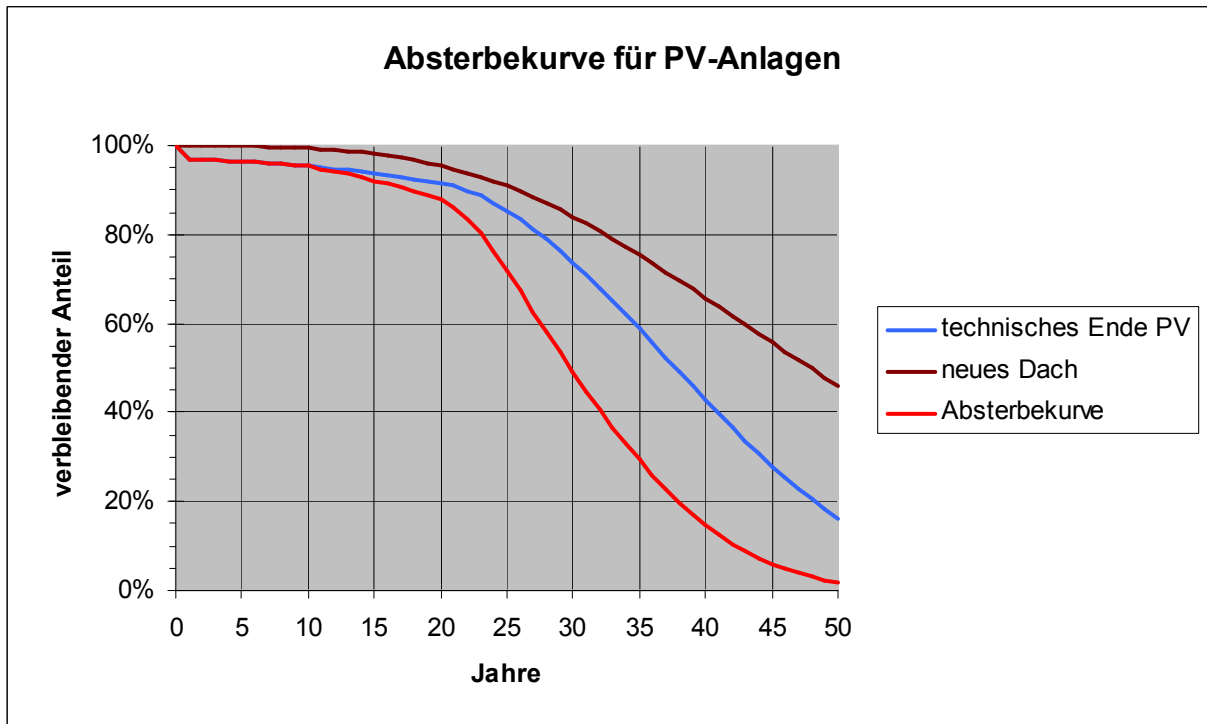


Abbildung 8: Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand

Da bei der tatsächlichen Lebensdauer der PV-Module (anders als bei Dächern) noch relativ große Unsicherheiten vorliegen, wurden als **Sensitivitätsanalyse** die jährlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten für die PV-Module vom 2. Jahr an einmal halbiert und einmal verdoppelt. Beibehalten wurde jeweils die Annahme, dass im ersten Jahr 3 % der produzierten Module ausfallen. Die in Abbildung 8 blau dargestellte Kurve zum technischen Ende der PV-Module sowie als Folge auch die rote Gesamtkurve verändern sich entsprechend. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in den Abbildung 9 und Abbildung 10 dargestellt.

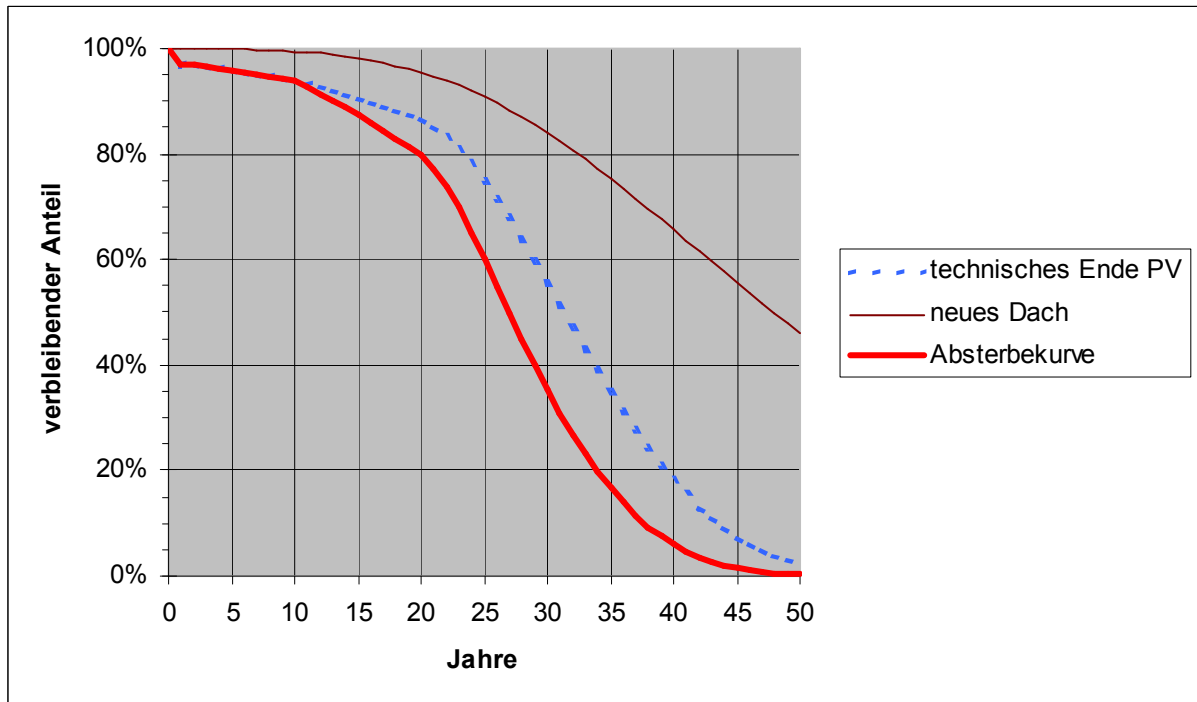


Abbildung 9: Beschleunigtes Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand

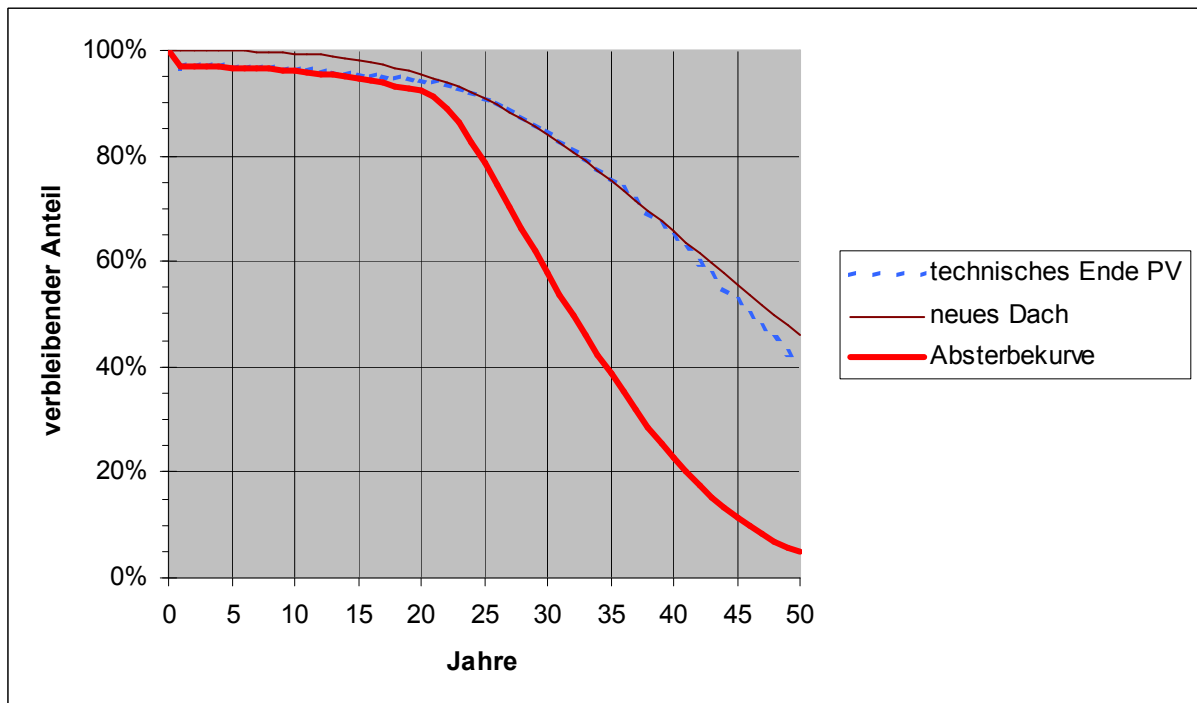


Abbildung 10: Gebremstes Ausscheiden von PV-Modulen aus dem Bestand

Diese Ergebnisse führen zu deutlichen Abweichungen von den Einschätzungen, die kürzlich von der Bayerischen Landesanstalt für Umweltschutz veröffentlicht wurden [Hütter 2003]. Dort wurde davon ausgegangen, dass neben dem Transport- und Montageverlust von einem Prozent auch jährlich 1 % der im Bestand vorhandenen Anlagen ausfallen. Diese Annahme berücksichtigt jedoch nicht das Alter der aktuell im Bestand befindlichen Module, das 2001 bei unter 2 Jahren lag. In Kapitel 5.1.3 wurde begründet, warum die Wahrscheinlichkeit des Ausscheidens in den ersten Betriebsjahren nach der Installation deutlich geringer als 1 % ist. Dies führt in der Konsequenz auch zu einer deutlich niedrigeren Einschätzung des aktuellen Abfallaufkommens.

5.2 Ableitung der Mengen der zu entsorgenden PV-Module nach Jahres- scheiben

Die in den Kapiteln 3.1 und 3.2 gewonnenen Einschätzungen und Prognosen zur Entwicklung der jährlich installierten Leistungen werden mit Hilfe der in Kapitel 5.1 gewonnenen Absterbekurve, welche einheitlich für alle Modultypen angenommen wird, zu einem jährlichen Schrottaufkommen umgerechnet. In Abbildung 11 sind die Entwicklungen der installierten Leistung und das anfallende Recyclingvolumen in der Bandbreite der dargestellten möglichen Absterbekurven dargestellt. Dabei wurden auf der linken Achse die Leistungseinheiten der Anlagen (kWp) als Einheit verwendet, zur Umrechnung in Masseneinheiten dient die rechte Spalte, wobei vereinfachend davon ausgegangen wurde, dass nur Standardmodule mit einer mittleren Masse von ca. 104 kg verwendet werden. In der im nächsten Abschnitt folgenden Gliederung nach Modultypen wird gezeigt, dass die mittlere Masse je Leistungseinheit in Abhängigkeit von den auf dem Markt vertretenen Modultypen variieren kann.

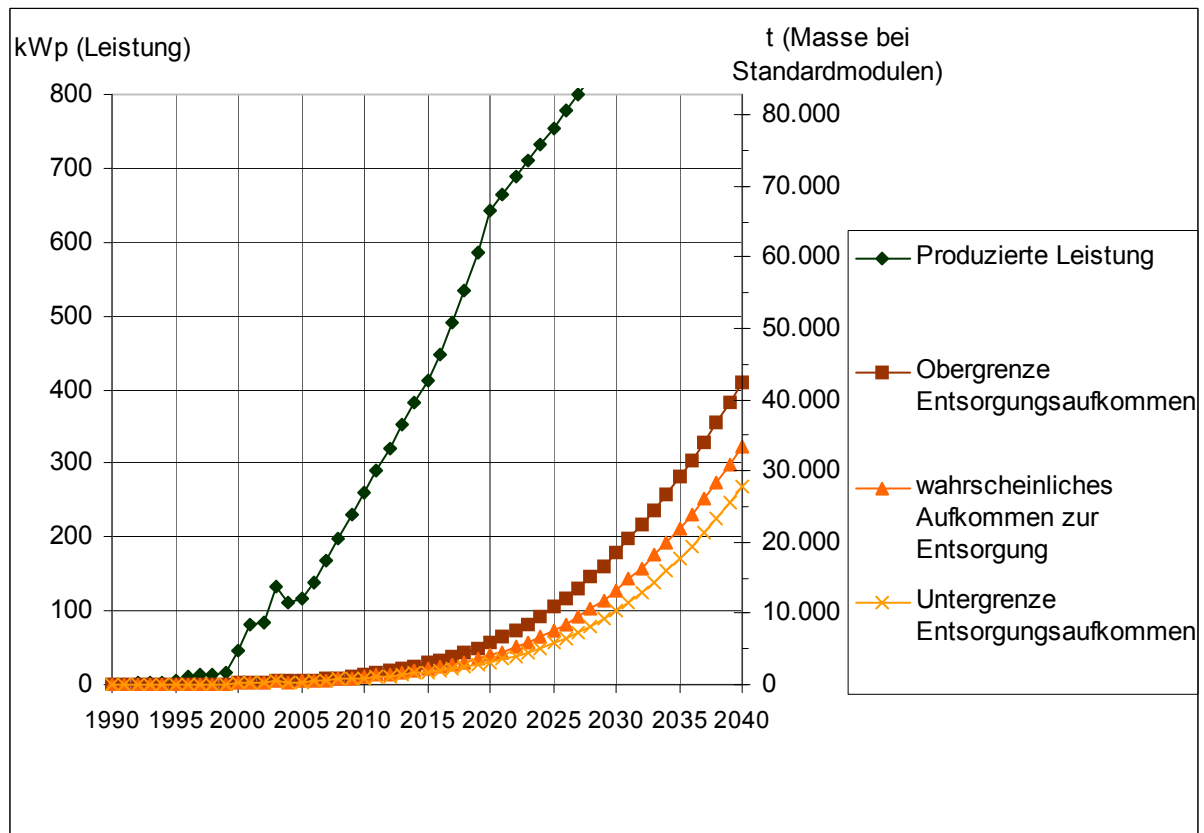


Abbildung 11: Leistung und Masse der jährlich produzierten PV-Module und des Entsorgungsaufkommens in Deutschland bis 2040

Das jährliche Aufkommen zu entsorgender PV-Module erreicht die gleiche Größenordnung wie die installierte Leistung erst jeweils mit ca. 30 Jahren Verzögerung, was bei einer entsprechenden mittleren Lebensdauer auch zu erwarten ist, zeigt aber keine so sprunghaften Änderungen wie bei der installierten Leistung, da sich die Absterbekurven vieler Jahrgänge jeweils überlagern.

Das wahrscheinlich zu erwartende Abfallaufkommen beträgt für 2002 ca. 290 t, für 2010 ca. 1100 t und für 2040 33,5 kt.

5.3 Gliederung der Abfallmengenprognose nach Modultypen und Materialien

Aus der Händler-/ Herstellerbefragung und der Quellenrecherche wurde das Aufkommen an Alt-Modulen in Jahresscheiben dargestellt (Kapitel 5.2), die Zusammensetzung derselben abgefragt (Kapitel 4) und die Entwicklung für die kommenden Jahrzehnte abgeschätzt (Kapitel 3.3). Unter Zuhilfenahme der Marktanteile unterschiedlicher Modultypen (Kapitel 0) konnten bei Einbeziehung der zu erwartenden Lebensdauern (Kapitel 5.1) die Stoffströme, welche bei einem umfassenden Recycling anfallen würden, bestimmt werden. Da die **Marktanteile der Sondermodule** nicht genau bestimmbar sind, wurde durch verschiedene Szenarien die mögliche **Bandbreite der Stoffmengen** errechnet. Als Grundlage dient die Annahme, dass 90 % der Module, welche derzeit bzw. in den letzten und kommenden Jahren auf den Markt gebracht wurden und werden, Standardmodule sind. Zu diesen 90 % Standardmodulen werden jeweils die unterschiedlichen Massenanteile von ausgewählten Sondermodulformen addiert. Je Szenario wird ein Sondermodul mit jeweils 10 % Anteil am Gesamtvolumen angenommen und die Stoffbilanz errechnet. Die Differenzen zwischen den Szenarien können dann als **Sensitivitätsbetrachtungen** für die einzusetzenden Recyclingverfahren eingesetzt werden. In Tabelle 11 sind die Annahmen für die berechneten Szenarien einander gegenübergestellt.

Tabelle 11: Übersicht über den Aufbau der Szenarien

Szenario	Anteil 1: 90% der Module	Anteil 2: 10% der Module
1	Gewichtetes Standardmodul	Gewichtetes Standardmodul
2	Gewichtetes Standardmodul	Dünnschichtmodule
3	Gewichtetes Standardmodul	Rahmenlose Doppelglasmodule
4	Gewichtetes Standardmodul	Amorphe Dünnschichtmodule

In **Szenario 1** (Ausgangsszenario) wird demnach eine Stoffbilanz für 100 % Standardmodule berechnet. Die Ergebnisse dieser Bilanz, wie auch alle übrigen, hängen sehr stark von den Annahmen der zukünftigen Entwicklung des Modulabsatzes und der Veränderung der Anteile der unterschiedlichen Modultypen ab.

Tabelle 12: Szenario 1, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, ausschließlich Standardmodule

Jahr	Ende der Lebensdauer für install. Leistung	Scheibe	Zellen	EVA	Rückseitenfolie	Rahmen	Kontaktdose	Gesamtmasse Schrott
	in MW _p	in t						in t
2002	2,8	183	12	21	7	65	3	291
2010	10,6	693	44	79	28	244	13	1.102
2020	39,8	2.597	165	297	104	916	48	4.126
2030	128,5	8.377	531	959	334	2.953	154	13.308
2040	323,4	21.088	1.338	2.413	841	7.435	387	33.502

Im Jahr 2002 fielen demnach ca. 12 Tonnen Siliziumzellen an, die durch geeignete Recyclingprozesse wieder in den Stoffkreislauf zurückgeführt werden könnten. Daneben ist mit ca. 180 Tonnen Glas zu rechnen, das den größten Anteil im Abfallaufkommen einnimmt und – sofern Verunreinigungen durch einen Trennprozess weitestgehend ausgeschlossen werden können – im Altglasrecycling Verwendung finden kann. Neben ca. 65 Tonnen Aluminium (als Rahmenmaterial) können bei geeigneten Recyclingverfahren ein bis zwei Tonnen Kupfer und andere Metalle in Form von verzinneten Leiterbahnen (elektrische Verbinder) gewonnen werden, welche in den Metallkreislauf zurückfließen können. Eine Rückgewinnung der unterschiedlichen Kunststoffanteile ist aufgrund der festen Verbundstruktur, mit welcher die Module aus Gründen der Stabilität und garantierten Lebenserwartung gefertigt werden, nach bisherigen Erkenntnissen nicht vorstellbar [Wambach 2002]. Die möglichen Trennverfahren werden aller Voraussicht nach in thermischen Prozessschritten die Verbundstruktur auflösen, bei diesem Vorgang aber die Kunststoffanteile zumindest teilweise verbrennen.

Tabelle 13: Szenario 2, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, Standard- plus Dünnschichtmodule

Jahr	Ende der Lebensdauer für install. Leistung	Scheibe	Zellen	EVA	Tedlar	Rahmen	Dose	Gesamtmasse Schrott
	in MW _p	in t						in t
2002	2,8	225	11	22	7	75	4	343
2010	10,6	850	40	82	26	282	15	1.295
2020	39,8	3.184	150	307	97	1 055	56	4.850
2030	128,5	10.270	484	991	313	3.404	180	15.642
2040	323,4	25.854	1.218	2.495	788	8.569	453	39.377

Im **Szenario 2** fällt insgesamt eine größere Abfallmenge an, da die Dünnschichtmodule ein größeres leistungsspezifisches Gewicht besitzen. Außerdem ist durch den Einsatz der Dünnschichtmodule die Gesamtmasse der rezyklierbaren Siliziumwafer geringer. Aufgrund der geringeren Wirkungsgrade der Dünnschichtmodule muss insgesamt eine etwas größere Fläche an Modulen installiert werden, was sich in der oben bereits erwähnten größeren Masse an Glas und Rahmenmaterial niederschlägt. Lediglich der Anteil der Tedlarfolien geht (wie auch die Wafermasse) etwas zurück. Zusätzlich wären im Jahr 2002 in Szenario 2 ca. 120 kg Chemikalien angefallen, wenn man einen Marktanteil von 10 % Dünnschichtmodulen (in allen Jahrgängen) ansetzt. Die Aufteilung der Chemikalien entspricht der in der Tabelle 7 dargestellten. Insgesamt sind die Abweichungen zum Ausgangsszenario jedoch gering.

Ähnlich geringe Abweichungen sind **bei den übrigen Szenarien** zu beobachten, welche in einem Fall rahmenlose Doppelglas-, im anderen amorphe Module als Sondermodule in die Bilanz einführen. In den folgenden Tabellen sind diese Stoffbilanzen dargestellt.

Tabelle 14: Szenario 3, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, Standard plus rahmenlose Doppelglasmodule

Jahr	Ende der Lebensdauer für install. Leistung	Scheibe	Zellen	EVA	Rückseitenfolie	Rahmen	Kontakt-dose	Gesamtmasse Schrott
	in MW _p	in t						in t
2002	2,8	228	11	22	7	58	3	329
2010	10,6	860	42	84	25	220	12	1.244
2020	39,8	3.223	157	315	93	824	46	4.658
2030	128,5	10.395	508	1.015	301	2.658	147	15.023
2040	323,4	26.168	1.278	2.554	757	6.692	371	37.819

Tabelle 15: Szenario 4, Abfallaufkommen gegliedert nach Modulbestandteilen, Standardmodule plus amorphe Dünnschichtmodule

Jahr	Ende der Lebensdauer für install. Leistung	Scheibe	Zellen	EVA	Rückseitenfolie	Rahmen	Kontaktdose	Gesamtmasse Schrott
	in MW _p	in t						in t
2002	2,8	226	11	27	9	79	5	356
2010	10,6	852	40	100	33	299	19	1.344
2020	39,8	3.193	151	376	124	1.119	71	5.035
2030	128,5	10.299	486	1.211	401	3.609	230	16.237
2040	323,4	25.926	1.225	3.050	1.010	9.084	580	40.875

Die Annahme, dass eine Sondermodulform die angenommenen 10 % Marktanteil erreichen wird, stellt den Grenzfall der jeweiligen Sensitivitätsanalyse dar. Tatsächlich ist damit zu rechnen, dass alle Sondermodulformen zusammen eher einen geringeren Marktanteil als 10 % behalten werden. Bisher liegen die Anteile sowohl der amorphen Dünnschicht- als auch der CIS-Dünnschichtmodule nach Angaben der KfW für 2001 (vgl. Kapitel0) bei jeweils ca. 1 %. Die zu erwartenden Reststoffmengen liegen also eher im Bereich des Szenario 1 als in der Nähe der Sondermodulszenarien.

Generell sind nach dem angenommenen Ansatz der Marktentwicklung die absoluten Abfallmengen bis in die Jahre 2030 oder 2040 im Vergleich zum sonstigen Elektronikschrottaufkommen in Deutschland, das bei ca. 1 Mio. Tonnen pro Jahr liegt [Wambach 2002], gering.

6 Bestandsentwicklung

Nach Kenntnis der Marktentwicklung und der zu erwartenden Lebensdauer der Module lassen sich Aussagen zur Bestandsentwicklung ableiten.

6.1 Einfluss der Lebensdauer auf den Bestand

Erfahrungen mit dem Langzeit-Monitoring älterer Anlagen zeigen, dass diese Anlagen durchweg noch nicht die Grenze ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben [Realini et al. 2001]. In Kapitel 5 wurde auf die erwartete Lebensdauer näher eingegangen. Alle bisher zitierten Quellen haben das bis heute erfolgte Ausscheiden von installierten PV-Anlagen vernachlässigt, so dass sich die **Bestandsmengen** aus der Addition der Leistungen bisher installierter PV-Anlagen ergeben.

Betrachtet man die in Kapitel 5 definierte Absterbekurve, so lässt sich sagen, dass von 1990 bis 2002 in Deutschland einer installierten Leistung von über 276 MWp ein erwartetes **Schrott-Aufkommen** aus Modulen mit ca. 9,2 MWp installierter Leistung (entsprechend ca. 950 t Schrott) gegenübersteht. Von diesen 9,2 MWp sind allein 5,5 MWp auf die Grundannahme zurückzuführen, dass knapp 2 % aller produzierten Module bei Transport oder Montage zu Bruch gehen, noch bevor sie installiert sind. Nur 1,3 % der bis 2002 installierten Leistung sind nach den Aussagen aus Kapitel 5 seit ihrer Installation wieder aus dem Bestand ausgeschieden.

Da Aussagen verschiedener Quellen zur bisher installierten Leistung bereits um bis ca. 4 % voneinander abweichen (z. B. [Hirschl et al. 2002] zu [Greenpeace 2001] für 2000), ist es für die bisherigen Statistiken vertretbar, diesen Rechenwert als **Näherung für die bisherige Marktentwicklung** beizubehalten.

Für eine Prognose der weiteren Bestandsentwicklung wird jedoch empfohlen, das Ausscheiden aus dem Bestand zu berücksichtigen, da die ausscheidenden Mengen wachsende Bedeutung erlangen (vgl. Kapitel 5).

6.2 Ableitung der Bestandsmengen in Deutschland

Wie in Kapitel 6.1 dargestellt, können die ungefähren Aussagen zur Bestandsentwicklung direkt aus Tabelle 1 abgeleitet werden und führen zu den in Tabelle 16 dargestellten Bestandsmengen:

Tabelle 16: Installierte Gesamtleistung von PV-Anlagen in Deutschland im Bestand

Bezugsjahr (jeweils 31.12.)	Netzgekoppelte Anlagen	Inselsysteme	bis einschl. Bezugsjahr installierte PV-Anlagen
Einheit	installierte MW	installierte MW	MW _p Nennleistung
1990	0,54	0,05	0,59
1991	1,50	0,10	1,60
1992	4,52	0,18	4,70
1993	7,73	0,25	7,98
1994	10,83	0,69	11,52
1995	15,28	1,59	16,87
1996	23,98	2,99	26,97
1997	35,8	5,19	41,0
1998	45,3	7,69	53,0
1999	57,9	10,69	68,6
2000	99,7	13,19	112,9
2001	177,6	16,19	193,8
2002	257,3	19,26	276,6

Quellen: wie Tabelle 1, dazu Annahme: Bisherige Anlagen noch vollständig im Bestand erhalten

Nicht enthalten sind in diesen Statistiken die **Kleinanwendungen** innerhalb von Elektrogeräten, die bereits durch die WEEE erfasst sind. In dieser Gruppe finden sich Parkscheinautomaten, Pkw- und Bootsdachanwendungen, Uhren, Taschenrechner, Gartenleuchten usw. Eine vollständige Übersicht über diesen Markt speziell für Deutschland konnte auch durch Expertenbefragungen nicht gewonnen werden [Räuber et al. 2003]. Einigkeit unter den Experten herrscht darüber, dass dieser Markt um etwa eine Größenordnung (Zehnerpotenz) kleiner ist als der von PV-Modulen für die Stromversorgung von Gebäuden bzw. zur Netzeinspeisung.

Da die genannten Kleinanwendungen bereits durch die WEEE abgedeckt werden, werden sie im Rahmen dieser Untersuchung nicht weiter betrachtet.

6.3 Zusammenfassung der Bestandsmengen der Europäischen Union

Die Internationale Energieagentur hat 2002 eine Einschätzung zur Menge der in verschiedenen Ländern installierten PV-Anlagen veröffentlicht [IEA 2002]. Darin sind innerhalb der Europäischen Union bis auf Belgien, Griechenland, Irland und Luxemburg alle Staaten erfasst. Für Belgien und Griechenland sind für die Zeit seit 2000 Zahlen im „EurObserv'ER“ [EurObserv'ER 2002] angegeben, die auch verwendet werden können, da die Quelle für die übrigen Länder mit [IEA 2002] übereinstimmt.

Dabei fiel auf, dass in den meisten Ländern die Inselsysteme dominieren, da diese primär als Mittel zur Elektrifizierung in Regionen ohne Stromanschluss eingesetzt wurden.

Zusammengenommen ergibt sich für die Netzgekoppelten und die nicht-Netzgekoppelten PV-Anlagen in der Europäischen Union die in Tabelle 17 dargestellte Entwicklung. Die Länder sind nach der absoluten Bedeutung der jeweils zuletzt installierten elektrischen Leistung angeordnet. Für offene Felder lagen aus beiden Quellen keine Daten vor.

Tabelle 17: Kumulierte installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen in der Europäischen Union 1995 bis 2002 in MW, Einwohner in Mio., spez. Leistung in Wp/Einwohner (für 2002)

Land	1995	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Einwohner	W _p /Kopf
Belgien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,40	0,53	10,204	0,05
Dänemark	0,14	0,25	0,42	0,51	1,07	1,46	1,50	1,66	5,301	0,31
Deutschland	17,79	27,89	41,89	53,90	69,50	113,80	194,70	277,5	82,047	3,38
Finnland	1,29	1,51	2,04	2,17	2,30	2,55	2,76	3,03	5,153	0,59
Frankreich	2,94	4,39	6,12	7,63	9,12	11,33	13,86	16,66	58,847	0,28
Griechenland	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	1,40	2,37	10,515	0,23
Großbritannien	0,37	0,42	0,59	0,69	1,13	1,93	2,75	4,25	59,055	0,07
Italien	15,80	16,01	16,71	17,68	18,48	19,00	20,00	22,75	57,589	0,40
Niederlande	2,40	3,26	4,04	6,48	9,20	12,76	20,51	28,31	15,698	1,80
Österreich	1,36	1,74	2,21	2,93	3,67	4,87	6,64	10,04	8,078	1,24
Portugal	0,34	0,42	0,53	0,65	0,84	0,93	1,25	1,46	9,968	0,15
Schweden	1,62	1,85	2,13	2,37	2,58	2,81	3,03	3,28	8,852	0,37
Spanien	6,55	6,93	7,10	8,00	9,08	12,10	15,60	19,30	39,371	0,49
EU 15 insgesamt (ohne IRL, L)	50,59	64,67	83,77	103,01	126,98	184,64	284,39	391,13	370,678	1,06

Quellen: [IEA 2002], [EurObserv'ER 2002], [EurObserv'ER 2003];

Damit wird deutlich, dass weit mehr als die Hälfte aller in der EU installierten PV-Anlagen in Deutschland installiert wurden. Bis 1994 hatte noch Italien an der Spitze der Nutzung gelegen.

Wird der Bestand der PV-Leistung mit den Einwohnerzahlen der betreffenden Länder in Bezug gebracht, so kann die spezifische installierte Leistung je Einwohner errechnet werden. Diese ist in der ganz rechten Spalte in Tabelle 17 dargestellt. Aus diesen Zahlen lässt sich eine zum Teil andere Reihenfolge der Länder ableiten. So liegt Österreich, das absolut betrachtet an sechster Stelle liegt, spezifisch gesehen an dritter Stelle im europäischen Vergleich.

Für eine Betrachtung der anstehenden Abfallmengen sind natürlich die absoluten Werte der installierten PV-Leistung von größerer Bedeutung.

In Abbildung 12 wird die Dominanz der in Deutschland installierten PV-Leistung auch graphisch anschaulich dargestellt.

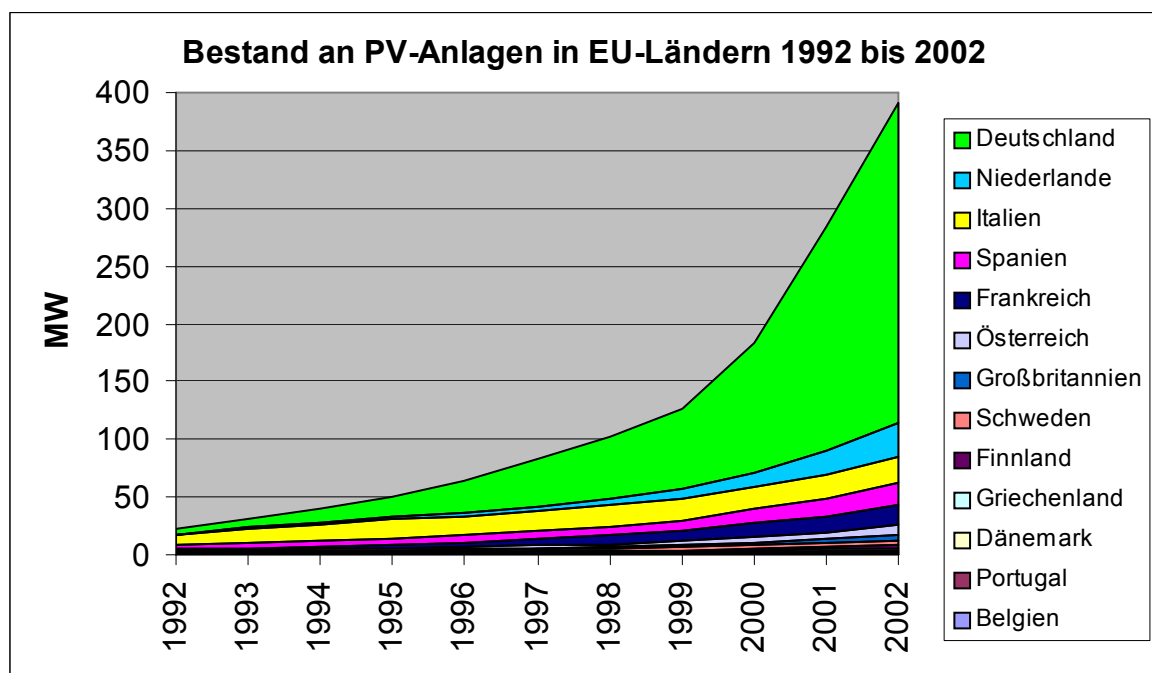


Abbildung 12: Bestand an PV-Anlagen in EU-Ländern 1992 bis 2002

7 Umwelt- und abfallpolitische Ziele

Dieses Kapitel stellt die im Zusammenhang verschiedener Modultypen prioritären Aspekte dar und fasst Umweltziele, –strategien sowie Instrumente verschiedener Rechtsgrundlagen und Politiken mit dem Fokus auf deren Relevanz für Photovoltaikmodule zusammen.

7.1 Energieaspekte der Verwertung kristalliner Module

Die Aspekte der Schonung (stofflicher) Ressourcen und der qualitativen Vermeidung sind im Vergleich zu energetischen Aspekten der Herstellung kristalliner Module von untergeordneter Bedeutung. Analysen der letzten Jahre zeigten, dass der Einsatz von recycelten Zellen in einem Modul zu einem um ca. 80 % reduzierten Energieverbrauch je generierter kWh führt [Frisson et al 2000]. Tabelle 18 und Tabelle 19 zeigen die Ergebnisse des Vergleichs des **Energieaufwandes bzw. der energetischen Amortisation⁹ bei der Produktion von Primär- und Recyclingmodulen.**

Tabelle 18: Energetischer Aufwand zur Produktion von Photovoltaikmodulen [Frisson et al 2000]

	Energetischer Aufwand zur Produktion von Photovoltaikmodulen	
	Primärmodule (kWh/Wafer)	Recyclingmodule (kWh/Wafer)
Siliziumproduktion	7,55	-
Solarzellenproduktion	0,65	0,65
Modulproduktion	1,12	1,12
Recycling nach der Nutzungsphase	-	0,4
Summe	9,32	2,17
Energieverbrauch je generierte kWh	0,129 kWh/kWh _{gen}	0,030 kWh/kWh _{gen}

⁹ „Der Energieaufwand für die Herstellung einer Energierzeugungsanlage lässt sich am anschaulichsten durch die sogenannte „energetische Amortisationszeit“ oder „Energierückflusszeit“ [engl.: „energy pay back time“] ausdrücken, d. h. die Zeit, welche die Anlage benötigt, um die für ihre Herstellung aufgewendete Energie zurückzuliefern.“ [Aves 1997]

Tabelle 19: Energetische Amortisation von Photovoltaikmodulen [Frisson et al 2000]

	Energetischer Aufwand zur Produktion von Photovoltaikmodulen	
	Primärmodule (kWh/Wafer)	Recyclingmodule (kWh/Wafer)
Energieinput	9,32 kWh/Wafer oder 4,26 kWh/W _p	2,17 kWh/Wafer oder 0,99 kWh/W _p
Energetische Amortisationszeit von Photovoltaikmodulen		
Hohe Sonnenscheindauer	2,58 Jahre	0,6 Jahre
Mittlere Sonnenscheindauer	4,92 Jahre	1,14 Jahre

7.2 Schadstoffe

Wie in Kapitel 4 bereits dargestellt, enthalten PV Module eine große Bandbreite an Stoffen. Einige der Bestandteile haben ein human- bzw. ökotoxisches Potenzial, wie z.B. die Metalle Kupfer, Blei, Cadmium, Silber und Selen.

Blei und seine Verbindungen gehören zu den starken Umweltgiften¹⁰. Es akkumuliert in Lebewesen und in Sedimenten. Aufgrund der geringen Resorption und Bioverfügbarkeit weist es eine geringe akute Toxizität auf. Bei Aufnahme kleiner Mengen über einen längeren Zeitraum kommt es aufgrund der Bioakkumulation zu chronischen Vergiftungen. Typische Krankheitsbilder einer chronischen Bleivergiftung sind u.a. Nierenschäden und Muskelschwäche.

Das in Dünnschichtmodulen enthaltene **Cadmium** ist ein Schwermetall¹¹, seine Verbindungen sind toxisch, umweltgefährdend und gesundheitsschädlich. Außerdem ist es persistent und reichert sich im Knochengewebe von Organismen an. Cadmiumverbindungen werden als carcinogen, mutagen und/oder reprotoxisch angesehen.

Die genannten Stoffe sind in PV Modulen allerdings im Verbund enthalten (siehe Kapitel 4), d. h. dass sie nicht ohne weiteres aus den Modulen austreten können. Nur wenn Module stark beschädigt werden (Trennung des Verbundes), besteht die Möglichkeit einer Umweltexposition.

¹⁰ Blei und seine Verbindungen sind nach EU-Einstufungsrichtlinie (67/548/EEC) als toxisch (T), umweltgefährdend (N) und gesundheitsschädlich (Xn) zu kennzeichnen. Weiterhin sind sie nach der gleichen Richtlinie als reprotoxisch anzusehen sowie als sehr toxisch für aquatische Organismen.

¹¹ Cadmium liegt in Dünnschichtmodulen als Verbindung (CdTe oder CdS) vor und kann nicht ohne weiteres als Metall in die Umwelt gelangen.

7.3 Ziele & Instrumente auf EU Ebene

7.3.1 WEEE- und RoHS-Richtlinie

Den beiden **EU-Richtlinien zu Elektro- und Elektronikgeräten** (WEEE und RoHS) kommt im Rahmen der EU-Abfallpolitik die Rolle operationalisierender Rechtsgrundlagen zu¹². Sie sollen das Prinzip der „waste hierarchy“ für den Bereich der Elektro- und Elektronikaltgeräte anpassen, die effektive Nutzung von Sekundärressourcen erreichen¹³ sowie auf der Grundlage des Vorsorgeprinzips die Anwendung von Schadstoffen in den Produkten verringern. Hinzu kommt das Ziel der Verringerung des Schadstoffaustrags in die Umwelt (siehe dazu auch Ausführungen in Kapitel 10).

WEEE-Richtlinie

Die WEEE-Richtlinie gründet ihre Anforderungen an die Erfassung, Behandlung und Entsorgung von Elektro- und Elektronikaltgeräten unter anderem auf dem Ziel der Ressourcenschonung, dem Ziel einer verringerten Menge Abfalls zur Beseitigung sowie auf die allgemeine Vorsorge für den Schutz der Umwelt und der menschlichen Gesundheit. Um dies zu erreichen, wird die erweiterte Herstellerverantwortung¹⁴ als wesentliches Instrument eingesetzt.

Die Elektro- und Elektronikgeräten werden in 10 unterschiedliche herkunfts- bzw. funktionsbezogene **Geräte Kategorien** eingeteilt:

1. Haushaltsgroßgeräte
2. Haushaltskleingeräte
3. IT- und Telekommunikationsgeräte
4. Geräte der Unterhaltungselektronik

¹² Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die WEEE Richtlinie als Rahmen konzeptioniert ist, in dem die Mitgliedsstaaten Spielräume für die konkrete Umsetzung haben, um die jeweiligen lokalen Gegebenheiten ausreichend berücksichtigen zu können.

¹³ Hiermit verbunden ist das Ziel der Verringerung der zu beseitigenden Abfallmenge sowie der Vermeidung von Verschleppung von Schad- bzw. Störstoffen in Verwertungskreisläufe.

¹⁴ Mit Schwerpunkt auf die Finanzierung der Entsorgung, wodurch nicht zuletzt Einfluss auf die Produktgestaltung erreicht werden soll.



5. Beleuchtungskörper
6. Elektrische und elektronische Werkzeuge
7. Spielzeug sowie Sport- und Freizeitgeräte
8. Medizinische Geräte
9. Überwachungs- und Kontrollinstrumente
10. Automatische Ausgabegeräte

Durch die **getrennte Sammlung** von Altgeräten nach den Gerätekategorien soll eine wichtige Voraussetzung für die spezifische Behandlung erfüllt werden¹⁵. Die Festlegung einer Mindestsammelquote von 4 kg/E*a soll eine möglichst weitgehende getrennte Erfassung von Geräten aus privaten Haushaltungen erreichen.

Als wichtiger Indikator für das Erreichen der Umweltziele der WEEE-Richtlinie sowie zur Operationalisierung der Ziele dienen die **Verwertungsquoten**, die je nach Gerätekategorie unterschiedlich hoch angesetzt wurden. Materialspezifische Anforderungen an die Entsorgung konkretisiert die Richtlinie ausschließlich in Bezug auf Schadstoffe.

RoHS-Richtlinie

Artikel 4, Absatz 1 der RoHS-Richtlinie bestimmt, dass folgende **Schwermetalle** und **bromhaltige Flammschutzmittel** ab 1. Juli 2006 in neuen elektrischen und elektronischen Geräten nicht mehr enthalten sein dürfen:

- ⇒ Blei
- ⇒ Quecksilber
- ⇒ Cadmium
- ⇒ Sechswertiges Chrom
- ⇒ Polybromiertes Biphenyl (PBB)
- ⇒ Polybromierte Diphenylether (PBDE)

¹⁵ Die Anforderungen zur selektiven Behandlung werden in Anhang II der WEEE-Richtlinie aufgeführt.

Laut Artikel 4, Absatz 2 gelten diese Stoffverbote nicht für die im Anhang aufgeführten Verwendungszwecke.

Die RoHS-Richtlinie gründet diese Stoffverbote wesentlich auf das **Vorsorgeprinzip**¹⁶. Stoffspezifisch bezogen auf Cadmium reichen dabei die Grundlagen zurück bis zum „Gemeinschaftliches Aktionsprogramm zur Bekämpfung der Umweltverschmutzung durch Cadmium“¹⁷.

Ziel der RoHS-Richtlinie ist unter anderem die Senkung des Gehalts gefährlicher Stoffe im Abfall. Dabei ist zu beachten, dass auch dann die **Substitution von Schadstoffen** als notwendig angesehen wird, wenn allgemein Getrenntsammlensysteme eingerichtet würden. Hintergrund dieser Anforderung ist nicht zuletzt die Erfahrung, dass auch mit Einrichtungen zur Getrenntsammlung nicht sichergestellt werden kann, dass bedeutende

Anteile von Elektro- und Elektronik-Altgeräten weiterhin über die Mischmüll-Entsorgung entsorgt werden¹⁸ (bezogen auf cadmiumhaltige Dünnschichtmodule würde dies die Entsorgung mit Abfällen aus Bautätigkeiten oder Gewerbeabfällen im Rahmen der Gewerbeabfall-Verordnung bedeuten).

Ziel ist es dabei auch (aber nicht ausschließlich, s.o. Vorsorgeprinzip), die **Verwertbarkeit** der Altprodukte oder der aus ihnen gewonnenen Materialien zu verbessern und die schädlichen Auswirkungen auf die **Gesundheit** der Beschäftigten im Bereich

Council Resolution of 25 January 1988 on a Community action programme to combat environmental pollution by cadmium

“... the major elements of the strategy for cadmium control in the interests of the protection of human health and the environment should be the following:

- limitation of the uses of cadmium to cases where suitable alternatives do not exist;
- stimulation of research and development: - of substitutes and technological derivatives, ...
- collection and recycling of products containing cadmium, for example batteries;

... based on suitable technology not entailing excessive costs, taking into account environmental conditions in the different regions of the Community; - combating significant sources of airborne and water pollution.

[*Official Journal C 030* , 04/02/1988 p. 0001 - 0001]

¹⁶ RoHS Richtlinie Erwägungsgründe 2

¹⁷ OJ C 30 vom 4.2.1988, S.1

¹⁸ RoHS Richtlinie Erwägungsgrund 4

der Abfallwirtschaft, aber auch im Bereich der Herstellung der ursprünglichen Produkte zu verringern.

Zwar erwähnt Erwägungsgrund 6 auch den Aspekt der wirtschaftlichen Angemessenheit von Substituten. Erwägungsgrund 11 sowie Art. 5 b und c bestimmen jedoch, dass **Ausnahmen** nur dann zugelassen werden sollen, „wenn aus wissenschaftlicher und technischer Sicht ein Ersatz nicht möglich ist, oder wenn die durch die Substitution verursachten negativen Umwelt- und Gesundheitseinwirkungen die aus der Substitution für Mensch und Umwelt resultierenden Vorteile überwiegen könnten“.

7.3.2 Thematische Strategie für Abfallvermeidung und –recycling

Mit der „**Thematischen Strategie für Abfallvermeidung und –recycling**“ (COM (2003) 301 final) wurde Mitte diesen Jahres die Konsultationsphase zu einer Weiterentwicklung der abfallwirtschaftlichen Strategie und zur Vereinheitlichung von abfallwirtschaftlichen Ansätzen eingeleitet. Wesentlich im Zusammenhang mit Photovoltaik-Produkten ist hierbei nicht zuletzt die Frage der Charakterisierung von Entsorgungswegen vor dem Hintergrund der „waste hierarchy“ sowie die Diskussion, inwieweit die europäischen Umweltziele auch durch **materialbezogene Ansätze** anstelle von abfallbezogenen erreicht werden können¹⁹. Konkrete Konsequenzen aus dieser Diskussion sind frühestens im Jahr 2004 zu erwarten.

7.3.3 Andere

Die Konsequenzen der Diskussion um den am 01.08.2003 von der EU Kommission vorgelegten Vorschlag für eine **Richtlinie zur umweltfreundlichen Gestaltung von energiebetriebenen Produkten** (2003/0172 (COD)), ist angesichts der offenen Ergebnisse der Konsultationen noch nicht absehbar.

7.3.4 Bezug zu PV-Modulen

Die oben beschriebenen Regelwerke sowie die darin enthaltenen Ziele und Instrumentarien können vom Prinzip her auch auf die **Produktgruppe „PV Module“**

¹⁹ Z. B. Anwendung von Indikatoren wie Verwertungsquoten auf das Material „Glas“ anstelle der Festlegung von abfallbezogenen Quoten

angewendet werden: Das Recycling von PV Modulen erlaubt es Ressourcen einzusparen (siehe Kapitel 7.1) und PV Module enthalten Schadstoffe (siehe Kapitel 7.2), deren Anwendung verringert und deren Austrag in die Umwelt vermieden werden sollte. PV-Module genügen wesentlichen Teilen der Definition von Elektro- und Elektronikgeräten **der WEEE und RoHS Richtlinie**, fallen aber **nicht unter den Geltungsbereich**, da sie nicht unter eine der in Anhang I genannten Gerätekategorien sowie den ihnen zugeordneten Produktgruppen fallen und eine Aufnahme noch geprüft werden soll: in Artikel 13 der WEEE-Richtlinie wird bereits auf eine mögliche Aufnahme hingewiesen (siehe Kapitel 2).

7.4 Ziele & Instrumente auf nationaler Ebene

Die Ansätze auf EU-Ebene finden sich im **Regelwerk der Bundesrepublik** mehrheitlich wieder.

Das **Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz** enthält wesentliche Anforderungen mit Relevanz für PV-Module. So bestimmt **§ 22 Produktverantwortung**, dass derjenige, der Erzeugnisse entwickelt, herstellt, be- und verarbeitet oder vertreibt, zur Erfüllung der Ziele der Kreislaufwirtschaft die Produktverantwortung trägt. Konkretisierungen im Sinne der § 22 (4) bzw. § 23 und § 24 mit Bezug zu PV-Modulen sind bisher nicht erlassen.

§ 7 Anforderungen an die Kreislaufwirtschaft ermöglicht, Anforderungen an die Getrennthaltung, Beförderung und Lagerung festzulegen (§ 7 (2) bzw. Anforderungen an das Bereitstellen, Überlassen, Sammeln und Einsammeln von Abfällen durch Hol- und Bringesysteme festzulegen (§ 7 /3). Auch hier ist eine Operationalisierung, die für PV-Module greifen würde, nicht erlassen.

§ 6 unterscheidet zwischen energetischer und stofflicher Verwertung. Weitergehende Differenzierungen bzw. die Priorisierungen von Entsorgungswegen wird nur im Rahmen untergesetzlicher Regelwerke vorgenommen, da die spezifischen Aspekte der jeweiligen Abfälle und realen Entsorgungswege berücksichtigt werden müssen. Da dies bisher nicht geschehen ist, existiert z. B. kein gemeinsamer Ansatz, um zwischen der Verwertung von Silizium als Straßenbaumaterial oder als Wafer in neuen Photovoltaikprodukten zu differenzieren bzw. Abfälle tatsächlich in die Entsorgungswege zu steuern, die die Umweltziele am weitestgehenden erfüllen.



Weitergehende untergesetzliche Regelwerke, die das Erreichen spezifischer Umweltziele im Zusammenhang mit PV-Modulen sicher stellen, sind nicht erlassen.

Die Diskussion zur Implementierung der WEEE- und RoHS-Richtlinien wird zur Zeit in Deutschland geführt. Die Umsetzung in nationales Recht muss bis zum 13. August 2004 erfolgt sein.

8 Existierende Verwertungsverfahren / Verwertungsmodelle in der Entwicklung

Bei der Entwicklung von spezifischen Behandlungsverfahren für Photovoltaikmodule wird eine Rückgewinnung der wertvollen Bestandteile angestrebt: derzeit konzentrieren sich die Versuche auf die Rückgewinnung des teuren Siliziums und der Wafer sowie der Halbleiter aus den Dünnschichtzellen durch Trennung der PV-Module in ihre Bestandteile [Warburg et al 2000].

Tabelle 20 gibt einen Überblick über Verfahren zur Trennung von Solarmodulen auf der Grundlage von Literaturrecherchen, Informationen aus Gesprächen mit Herstellern, Vertreibern, der Solarindustrie (Verbände) und anderen Akteuren.

Tabelle 20: Merkmale von Verfahrenstypen zur Behandlung von PV-Modulen

Verfahren	Fraktionen Output	Stärken	Schwächen	Status
Chemisch	Silizium-Wafer; Glas; gebrauchte Chemikalien; Halbleiter (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Gewinnung von Silizium für Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung Rückgewinnung von Halbleitern	Menge verbrauchter Chemikalien zur Beseitigung	Für die Auflösung des Verbunds „kristallines Si-EVA-Glas“ als nicht durchführbar erachtet. Für cadmiumhaltige Dünnschichtmodule z. Zt. in USA im Pilotbetrieb (First Solar GmbH)
Thermisch	Silizium-Wafer; Glas (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Gewinnung von Silizium für Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung	Energiebedarf; Emissionspotential im Abgaspfad; Abgasbehandlung; Abfälle aus der Abgasbehandlung	Zur Zeit eine Pilot-Anlage in Freiberg (Sachsen) im Versuchsbetrieb für Trennung kristalline Module (Deutsche Solar AG)
Mechanisch (für Dünnschicht-Module)	Halbleiter; Glas; Kunststoffe (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Rückgewinnung von Halbleitern; kein Einsatz von Chemikalien	Kontaminierter Sand; gefährliche Stäube während des Prozesses	Pilotverfahren der BAM
Trennung mit anschließendem Einsatz des Glases im Verbundglasrecycling	Glas (einschließlich Si); (Metallrahmen wird vor der Behandlung separiert)	Mechanische Trenntechnik ohne Nebenprodukte, die zusätzlich entsorgt werden müssen	Downcycling; Si-Einschluss führt zu Glasfehler; Gehalte an Si, Cu, Pb + Kunststoff problematisch für Recyclateinsatz in Glasproduktion	abgeschlossene Versuche mit kristallinen Modulen in einer Verbundglas-Recyclinganlage; für große Mengen nicht geeignet



Im Folgenden werden die Verfahrensarten im Einzelnen kurz beschrieben:

8.1 Chemische Trennung

8.1.1 Allgemeines

Den chemischen Verfahren ist gemeinsam, dass sie mit Hilfe von Säuren oder Lösemitteln die Trennung von Glas, EVA und Zellschicht erreichen wollen. Meist gibt es eine Reaktionskammer, in der die Beschichtungen gelöst oder weggeätzt werden. Zur Beschleunigung kann die Verwendung von Ultraschall und/oder Hitze zum Einsatz kommen. Diese Technologie entspricht dem Stand der Technik und ist daher einfach umzusetzen.

Als Fraktionen erhält man aus diesem Prozess hauptsächlich Silizium-Wafer und Glas. Problematisch sind hier die Entsorgung der Chemikalien und die langsam diffundierenden Lösemittel, die die Dauer des Prozesses erhöhen [Warburg et al 2000].

Die Muttergesellschaft der First Solar GmbH betreibt in den USA eine Pilotanlage zur mechanisch-chemischen Trennung von Dünnschichtmodulen. Für Dünnschicht-Module existiert in Europa zurzeit kein Recyclingverfahren. Da laut Aussage der First Solar GmbH diese Technik problemlos auch in Europa zu installieren wäre, wird dieses Verfahren im Folgenden ausführlicher skizziert.

Versuche mit Salpetersäure bei 80°C ergaben, dass die EVA Folie ohne Schaden für die Silizium-Zelle zersetzt werden konnte. Voraussetzung ist hier, dass die Tedlar-Folie vorher abgetrennt wurde [Wambach 2003]. Allerdings werden bei diesem Prozeß die Oberflächenelektroden zerstört [Sakuta et al 1998]. Außerdem ist in diesem Fall die Entsorgung der Salpetersäure-Abfälle ein relevanter Punkt: es werden große Mengen Salpetersäure benötigt, so dass die Beseitigung und die Behandlung der NO₂-Gase zu hohem Energiebedarf und zu hohen Kosten führt [Frison et al 2000].

Darüber hinaus funktioniert das Verfahren nur für bestimmte Kunststoff-Formulierungen (für Acrylate z.B. nicht) [Wambach 2003].

Gute Ergebnisse konnten mit einer Mischung aus Perchlorsäure und Salpetersäure erzielt werden. Diese Variante ist jedoch sicherheitstechnisch nicht beherrschbar: die Wiederaufbereitung und Entsorgung der Säuren ist problematisch. Auch hier funktioniert das Verfahren nur für bestimmte Kunststoffe. Die Behandlung der Stickstoffemissionen und von Stickstoff im Abwasser ist nur mit einem erheblichen Aufwand machbar [Wambach 2003].

8.1.2 Separationsverfahren First Solar GmbH (CdTe Module)

In den USA wurden von der First Solar GmbH Versuche zur Materialtrennung von Dünnschichtmodulen durchgeführt. Produktionsausschuß wird bereits standardmäßig recycelt. Die Module²⁰ werden zunächst in einer Hammermühle in etwa 5 bis 15 mm große Stücke zerkleinert und anschließend chemisch aufgeschlossen. Die Kunststoffe werden abgetrennt und die verbliebenen Fraktionen werden in ein Schwefelsäurebad gegeben. Hier werden der Halbleiter (CdTe) und der metallische Rückkontakt gelöst²¹. Die Metalle werden anschließend durch Neutralisation ausgefällt und abfiltriert. Dieser Filterkuchen kann kommerziell weiterverwendet werden. Der CdTe-angereicherte Metallschlamm geht in die Metallverhüttung²². Als weitere Prozess-Outputs erhält man sauberen Glasbruch sowie sauberes EVA. Das Glas kann verkauft werden [Bohland et al 1998]. Die Anlage steht zur Zeit als Pilotanlage mit einer Kapazität von 1 MW/a²³ in den USA, wird für das Recycling von Dünnschichtzellen der First Solar GmbH eingesetzt, ist jedoch wegen der heute geringen Material-

²⁰ Eine Anlieferung der Module als Bruch stört den Prozeßverlauf nicht; zerbrochene Module behalten wie Autoscheiben noch ihre Struktur [Gegenwart 2003].

²¹ Prozeß funktioniert auch für CIS Module: Indium hat zwar einen hohen ökonomischen Wert, kann aber whrschl. nicht sinnvoll zurückgewonnen werden (wurde hier nicht untersucht).

²² Ziel ist hier also eine Kreislaufschließung für das Cadmium.

²³ Entspricht etwa 200 t/a bzw. 450 kg/h [Gegenwart 2003]

rückflüsse nicht ausgelastet [Gegenwart 2003]. Momentan werden in Europa zurückkommende Module zunächst eingelagert und bei genügender Menge per Container nach USA verschifft. Zurzeit wird in Zusammenarbeit mit Instituten und anderen Unternehmen darüber hinaus an einer Alternative zur chemischen Trennung gearbeitet.

Laut Aussage der First Solar GmbH, kann sich das Recycling von Dünnschichtmodulen nicht ökonomisch selbst tragen, da die Kosten mögliche Erlöse weit überschreiten [Gegenwart 2003].

8.2 Thermische Trennung

8.2.1 Allgemeines

Den hier vorgestellten thermischen Verfahren ist, wie auch den oben beschriebenen chemischen Verfahren, gemeinsam, dass sie auf die **Rückgewinnung der wertvollen Bestandteile** gerichtet sind. Dabei handelt es sich in erster Linie um Silizium, welches **bei kristallinen Modulen** zwar nur ca. 4 % der Masse, jedoch 50 – 60 % des Wertes ausmacht [BP Solar 2003].

Durch ein Aufheizen der Module oxidieren die organischen Materialien und es bleiben die anorganischen Fraktionen (Glas, Wafer) sowie die Asche von Kunststoffen und Laminaten übrig. Die Wafer können erst nach einer Säurebehandlung zu neuen Solarzellen weiterverarbeitet werden.

Durch den Einsatz von Fluorpolymeren in der Rückseitenabdeckung von Modulen ist eine erweiterte Abgasbehandlung bei thermischen Verfahren notwendig (siehe Textbox in Kapitel 4).

Bei den durchgeführten Versuchen zur thermischen Behandlung von PV Modulen, von denen in Tabelle 22 nur zwei Beispiele kurz dargestellt werden, hat sich mehrheitlich ergeben, dass die Qualität und die Effizienz der recycelten Zellen keinen nennenswerten Rückgang im Vergleich zu den Originalzellen zu verzeichnen hatte [Warburg et al 2000].

Wirbelschichtfeuerung

Im Rahmen eines von der EU geförderten Projektes wurde 2000 die Wirbelschichtfeuerung als eine Möglichkeit der Verwertung von PV-Modulen untersucht (Brite Euram (BPPR – CT98 – 0750)). Die Firma BP Solar hat in diesem Projekt unter anderem mit der Firma Seghers zusammengearbeitet und einen Pilotreaktor aufgestellt.

Der Wirbelschichtofen ist mit feinem Sand einer kleinen Korngrößenverteilung gefüllt. Durch optimierte Luftströmung ist der Sand in heißem brodelndem Zustand und besitzt die physikalischen Eigenschaften einer Flüssigkeit. Die Module werden in einen Korb geladen und in die Wirbelschicht eingetaucht. Die EVA Folie und die Rückseitenabdeckung der Module werden vergast. Dies wird durch die mechanische Wirkung des Sandes unterstützt. Die Abgase aus dem Reaktorraum entweichen durch ein Flammenschild, welches gleichzeitig der Nachverbrennung und als Wärmequelle für den Reaktor dient. Durch ein gleichmäßiges Temperaturprofil, eine gute Durchmischung und einem intensiven Kontakt mit dem Reaktor können aus dem Prozeß die Solarzellen und das Glas zurückgewonnen werden. Die Prozeßtemperatur wurde bei 450 °C optimiert und die optimale Dauer des Prozesses liegt bei ca. 45 min.

In dem Forschungsprojekt konnte eine Ausbeute von 80% zurückgewonnener Wafer erzielt werden. Für das zurückgewonnene Glas lag die Ausbeute bei 100%. Die zurückgewonnenen Wafer müssen allerdings noch gereinigt, geätzt und zu neuen Zellen aufgearbeitet werden. Danach haben die Zellen jedoch einen sehr hohen Wirkungsgrad, der in der gleichen Größenordnung liegt wie neu hergestellte Zellen.

Zum Entfernen der Metallisierungsschicht ist erst eine Behandlung mit 15%-iger Flußsäure notwendig. Darauf folgt jeweils eine Behandlung mit Schwefelsäure sowie eine mit Salpetersäure. Zum Schluß werden die Zellen mit 20%-iger Natronlauge neutralisiert [Frisson et al 2000].

Dieses Verfahren wurde von BP Solar nicht als Entsorgungsverfahren für BP Module in Betracht gezogen, weil die Anlage zur Wirbelschichtfeuerung nur mit größeren Mengen an PV-Modulen ökonomisch zu betreiben ist und in nächster Zeit aufgrund der hohen Lebensdauer von Solarmodulen nicht mit solch hohen Mengen zu rechnen ist [BP Solar 2003]. Weiterhin kam es durch den Einsatz von Sand zu erheblichem Aufkommen an Staub, der nicht ausreichend abgeschieden werden konnte. Darüber hinaus liefen die Versuche mit kleinen Modulen und ein Betrieb mit größeren (marktüblichen) Modulen war nicht erfolgreich [Wambach 2003b].

In Zukunft ist ein Projekt im Rahmen des 6. Rahmenforschungsprogramms der EU angedacht, bei dem auch weitere Recycling-Optionen bearbeitet werden sollen. Voraussichtlicher Beginn ist Januar 2004 [BP Solar 2003].

Pyrolyse

In den USA wurde Mitte der Neunziger Jahre ein Pyrolyse-Verfahren zur Behandlung von kristallinen PV Modulen entwickelt. Die Tedlar Rückseitenfolie muß hier vorab durch vorsichtiges Aufheizen manuell vom Laminat entfernt werden.

Der Rest des Moduls wird anschließend bei 500 °C in einer Stickstoffatmosphäre aufgeheizt. Die flüssigen Polymer-Zersetzungsprodukte werden dann von der delaminierten Solarzelle entfernt. Dadurch erhält man das Glassubstrat intakt zurück sowie die Wafer mit dem metallischen Kontaktgitter [Bohland et al 1998].

Nachteil ist hier, dass das Endprodukt (der zurückgewonnene Wafer) keine gleichbleibende Qualität besitzt. Weiterhin kann der Einsatz von Stickstoff zu unerwünschten Nebenprodukten führen, die gegebenenfalls ein spezifisches Handling erfordern. Da es sich bei der Pyrolyse um eine unvollständige Verbrennung handelt, entstehen außerdem Zwischenprodukte, die eine Nachverbrennung und Reinigung der Abgase notwendig macht.

Pyrolyse funktioniert nur bei genauer Kenntnis der Kunststoffzusammensetzung. Daher muß die genaue Materialbandbreite sichergestellt sein [Wambach 2003].

Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt für die spezifische Behandlung von kristallinen Modulen nur das Verfahren der Deutschen Solar AG in Freiberg betrieben wird, wird dieses im Folgenden ausführlich beschrieben.

8.2.2 Trennverfahren Deutsche Solar AG (Silizium-basierte Module)

Die Deutsche Solar AG hat an ihrem Standort in Freiberg (Sachsen) seit Juni 2003 den Versuchsbetrieb einer Anlage zur thermischen Behandlung von Solarmodulen aufgenommen. Ziel dieses Verfahrens ist es, die Siliziumwafer aus dem Modul-Verbund herauszutrennen. Es ist weltweit derzeit das einzig bestehende Verfahren zur ausschließlichen Behandlung von siliziumbasierten Solarmodulen.

Der Versuchsbetrieb wird von der TU Freiberg durch ein vom BMBF gefördertes Forschungsvorhaben begleitet („InnoRegio“). Die Laufzeit des Vorhabens geht bis Mitte 2005.

Die Anlage ist zur Zeit für alle marktüblichen kristallinen und amorphen Silizium-Modularten ausgelegt. Für die Zukunft soll jedoch auch die Behandlung von Dünnschichtmodulen auf Basis von Verbindungshalbleitern möglich sein²⁴.

Solarmodule werden bei diesem Verfahren zum Teil ohne vorherige Demontage der Rahmen thermisch behandelt²⁵. Nach Möglichkeit werden die Anschlußdosen vorher abgetrennt, da sie einen hohen Füllstoffgehalt²⁶ haben, der zu einem hohen Staubaufkommen im Ofen führen würde. Je nach Zusammensetzung des Inputs (Aufbau Modul und verwendete Materialien) werden Temperatur und Verweildauer variiert. Typischerweise verweilen die Module eine Stunde bei 550 °C. Die Verbundkunststoffe werden bei niedrigen Temperaturen vergast und die entstehenden Pyrolysegase nachverbrannt und gereinigt.

Nach der thermischen Behandlung liegen das Glas und die Solarzellen unverbunden vor. Das Glas kann, nach Aussage der Deutschen Solar AG, zu etwa 95% ohne weitere Aufbereitung als Sekundär-Rohstoff in der Float- oder Hohlglasproduktion eingesetzt werden. Im Falle von eingesetzten amorphen Modulen befindet sich das Silizium vollständig auf dem Glas, welches direkt in den Floatglas-Prozess zurückgeführt werden kann²⁷. Je nach Zustand der Module, die als Input in den Prozess eingehen, werden ganze Silizium-Zellen oder -Bruchstücke zurückgewonnen, die anschließend in Tauchbädern gereinigt werden. Durch die eingesetzten Chemikalien²⁸ werden Metallierungs-, Antireflex- und Dotierungsschichten durch Ätzung entfernt.

²⁴ Bei Dünnschichtmodulen auf Basis von Verbindungshalbleitern wird die Halbleiterschicht durch die thermische Behandlung recht stark angegriffen. Nach Aussage der Deutschen Solar AG, kann deshalb bei der Behandlung von Dünnschichtmodulen (im Gegensatz zur Behandlung von kristallinen Modulen) kein Gewinn erwirtschaftet werden, da hier keine Rückgewinnung ganzer Halbleiterschichten möglich ist. Als weitere Schritte nach der thermischen Behandlung können die dünnen Schichten auf dem Glasträger durch Sandstrahlen oder Ätzung entfernt werden, so dass das Glas einer Verwertung zugeführt werden kann. Bei der Verarbeitung von Verbindungshalbleitermodulen sind zusätzliche Sicherheitsvorkehrungen und Umweltauflagen zu berücksichtigen, da toxische Stäube und Lösungen anfallen können.

²⁵ Eine manuelle Trennung ist zu aufwändig und zu kostenintensiv. Außerdem können sich Beschäftigte leicht an den scharfen Kanten verletzen. Darüber hinaus sind nur geschraubte Rahmen leicht manuell vom Modul zu trennen. Geklebte Rahmen lassen sich manuell nicht demontieren.

²⁶ Hierbei handelt es hauptsächlich um Talkum und SiO₂, die zu einem geringen Teil (wenn bspw. die Anschlußdosen vor der Behandlung nicht entfernt wurden) im Rauchgas mobilisiert werden [Wambach 2003].

²⁷ Im Gegensatz zu kristallinem Silizium stört das amorphe Silizium diesen Prozeß nicht, da es nicht stückig vorliegt und sich in der Schmelze gut auflöst.

²⁸ Hauptsächlich handelt es sich hierbei um Mineralsäuren und Natronlauge. Eisen-III-Chlorid wird in der Wasseraufbereitung als Fällungsmittel eingesetzt. Die Zusammensetzung der Chemikalien variiert je nach Qualitätsanforderung an das Endprodukt.

Als Ergebnis erhält man bei intakten Zellen ganze Wafer (Substratsilizium), die – laut Aussage der Deutschen Solar AG - nach einer von der Deutschen Solar AG durchgeführten Qualitätsprüfung wieder in den Verkauf gehen können²⁹. Die Bruchstücke werden wieder zu Silizium eingeschmolzen, welches ebenfalls nach einer Qualitätsprüfung in den Verkauf gehen kann³⁰. Laut Aussage der Deutschen Solar AG ist das Ziel der thermischen Behandlung eine Rückgewinnung von 60 – 70 % der in den Prozess eingehenden Zellen unter der Voraussetzung, dass der Einsatz an intakten Wafern über 80% der eingehenden Zellen beträgt. Weiterhin ist nach Aussage der Deutschen Solar AG mit einem Verlust von 1 – 2 % der Eingangszellen durch kleine Bruchstücke zu rechnen, die nicht mehr wirtschaftlich über die Handsortierung erfasst werden und zur Deponie gelangen³¹. Im chemischen Behandlungsschritt erfolgt ein Oberflächenabtrag von rund 5 % der Wafermasse.

Die aussortierten Metalle setzen sich unterschiedlich zusammen: aus den Rahmen können Aluminium und Edelstahl³² gewonnen werden. Die Verbinder aus Kupfer mit Lötverzinnung werden manuell abgetrennt und separat gesammelt. Die sortenreine Sammlung von etwa 98 % der eingehenden Metalle erfolgt bei der Deutschen Solar. Weitere Arbeiten finden beim Metallrecycler statt.

Das untenstehenden Diagramm stellt schematisch die In- und Outputströme des Verfahrens dar (siehe Abbildung 13).

Es werden ganze Module in einen Ofen zur thermischen Trennung eingeführt. Die Module sind teilweise noch intakt, teilweise sind die Zellen aber auch schon beschädigt.

²⁹ Im Versuchsbetrieb gehen sie zur Zeit zurück an den Auftraggeber bzw. Kunden.

³⁰ Im Versuchsbetrieb werden sie zur Zeit in einem anderen FuE-Projekt zur Entwicklung von Wiederaufbereitungsprozessen zur Nutzung als Silizium-Rohstoff genutzt. Bei anderen Unternehmen geht der Silizium-Bruch teilweise direkt zur Deponie.

³¹ Insgesamt werden also ca. 98 % der eingehenden Silizium-Zellen zurückgewonnen. Bei 60 –70 % intakter Zurückgewonnener Wafer, sind demnach ca. 30- 40 % Bruch.

³² Edelstahl wurde früher für Modulrahmen eingesetzt. Heutzutage ist dies nicht mehr üblich. Es ist daher zu erwarten, dass der Anteil an Edelstahl im Output des Prozesses in Zukunft eher gering sein wird.

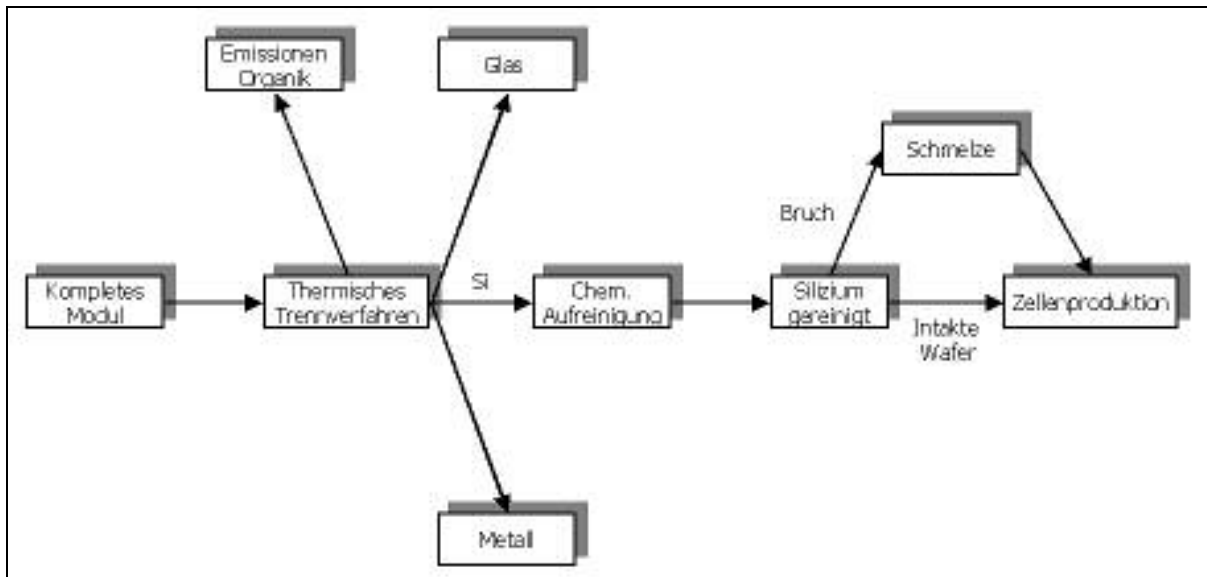


Abbildung 13: Schematische Darstellung der Massenströme beim thermischen Trennverfahren der Deutschen Solar AG

Als wesentlicher Output entstehen neben den gereinigten Abgasen, dem Glas, den Metallen und den Wafern noch folgende Stoffströme:

- ⇒ Füllstoffrückstände³³
- ⇒ Rückstände aus der Rauchgasreinigung³⁴
- ⇒ Gebrauchte Chemikalien

Die Füllstoffrückstände und die Rückstände aus der Rauchgasreinigung werden gesammelt und entsorgt. Nach Aussage der Deutschen Solar AG verbleiben Rückstände von Füllstoffen überwiegend im Ofen. Eventuell in die Abgasreinigung gelangende Teilchen werden im Wäscher abgeschieden. Die Abscheideleistung hängt jedoch von der Teilchenmenge und den Größenverteilungen ab. Die Deut-

³³ Durch die weiße Einfärbung der Rückseitenfolie durch Carbonate oder TiO₂ verteilen sich diese Stoffe während der thermischen Behandlung als feines Pulver auf das Glas und die Wafer. Das Pulver wird anschließend abgesaugt und deponiert [Wambach 2003].

³⁴ Diese Rückstände setzen sich zum Teil aus Fluoridbestandteilen der Rückseitenfolie und zum Teil aus Füllstoffanteilen, die im Rauchgas mobilisiert wurden, zusammen. Die Rückstände werden anschließend aus der Rauchgaswäsche ausgefällt und deponiert [Wambach 2003].

sche Solar AG wird hierzu Messungen durchführen. Bei der Verbrennung der Fluoride aus der Rückseitenfolie entsteht weitgehend Flusssäure (HF), die korrosiv wirken kann. Zudem können halogenorganische Verbindungen entstehen, die in der thermischen Nachverbrennungsanlage zu HF verbrannt werden, welches im Wäscher abgeschieden wird.

Die gebrauchten Chemikalien werden entsorgt. Es wird im Rahmen des begleitenden Forschungsvorhabens an der TU Freiberg derzeit noch untersucht, ob eine (evtl. Vor-Ort-Aufbereitung) mit einer möglichen Rückgewinnung von gelösten Metallen möglich ist. Ferner wird der Einsatz einer Chemikalienkaskade in einem weiteren Forschungsprojekt geprüft³⁵. Die Deutsche Solar AG schätzt einen voraussichtlichen Anfall von 1 – 2 t Chemikalien zur Entsorgung je 30.000 – 50.000 Wafer (entspricht in etwa 400 – 700 Modulen oder ca. 6 – 10 t Module).

Nach Aussagen der Deutschen Solar AG ist für einen optimalen Prozessverlauf folgendes notwendig:

- ⇒ Korrekte Deklaration der Inhaltsstoffe
- ⇒ Hinweis auf Reaktionsgefahren unter Bildung von toxischen Stoffen bzw. Angabe von toxischen Stoffen
- ⇒ Möglichst keine weiteren Schäden durch Demontage, Transport

Die Deutsche Solar AG geht davon aus, dass sich die **thermische Trennung** von kristallinen Modulen **ökonomisch selbst tragen** wird (ohne Einbezug der Transportkosten) und auch Gewinn erwirtschaften kann [Wambach 2003].

Der aktuelle Stand des Versuchsbetriebes Mitte September 2003 sieht vor, dass nach Abschluss de FuE-Vorhabens in 2005 der Start des großtechnischen Betriebes möglich ist. Zurzeit liegen die verfahrenstechnischen Probleme in einer geringen Ausbeute an intakten Wafern [Bernreuter 2003b]. Die First Solar GmbH stellt Ende 2003 einige ihrer CdTe-Module für Forschungszwecke zur Verfügung.

³⁵ Die Anforderungen an die Chemikalien für den Abtrag der Zellen-Beschichtungen sind relativ niedrig. Daher können bereits verwendete Chemikalien bei diesem Verfahren gut zum Einsatz kommen. Laut Aussage der Deutschen Solar AG ist der Mehrfacheinsatz von Chemikalien derzeit bereits erfolgreich bei der Aufbereitung von Silizium im Einsatz.

8.3 Mechanische Trennung

Die Bundesanstalt für Materialforschung (BAM) in Berlin hat 2002 eine Studie zum Recycling von Dünnschichtmodulen (CdTe und CIS) mit Hilfe eines mechanischen Verfahrens durchgeführt. Grundlage war die bereits bestehende Erdwaschanlage zur Behandlung von gemischten festen Abfällen. Ziel der Studie war es, ein Pilotverfahren zu entwickeln, welches wertvolle Ressourcen von gefährlichen Substanzen trennen kann.

Der Prozess erfolgt in vier Schritten:

1. Demontage (mechanisch/thermische Behandlung): Trennung von Zelle und Träger vom Rest; Recycling von nicht kontaminiertem Material (Metall, Glas, Plastik)
2. Trennung der Dünnschicht vom Träger durch Pressluft/Düsenstrahl: Stäube (Sand, Träger, Zelle) und dekontaminiertes Material (Glas)
3. Trennung Sandstaub vom Rest mit Nassverfahren (Sieben, Hydrozyklon, Gegenstromsichter): Sandstaub geht zurück zu Schritt 2
4. Trennung der Dünnschicht-Stücke vom Rest: teilweise zur thermischen Behandlung/Deponie; wertvolle Zellbestandteile zur Wiederverwendung in Produktion (Te, In/Ga)

Bei diesem Verfahren müssen keine Chemikalien eingesetzt werden. Es besteht jedoch noch weiterer Forschungsbedarf. Die Aussicht auf Erfolg beruht hauptsächlich auf der angestrebten Trennung einzelner Fraktionen und der Dekontamination einzelner Stoffströme [Giese et al 2003].

In Japan gab es Versuche zu Tieftemperaturverfahren mit flüssigem Stickstoff. Dadurch sollte die EVA Folie vor der Trennung spröde gemacht werden. Bei diesen Versuchen war allerdings keine Auflösung des Verbundes EVA-Zelle möglich. Organische Lösemittel erwiesen sich als sinnvoll, um die EVA Folie aufzuweichen. Jedoch entstehen dabei Blasen, die die Zellen zum Brechen bringen.

Auch Frisson [Frisson et al 2000] beschreibt negative Erfahrungen mit Triethylenglykol zwischen 220 °C und 290 °C. Die EVA löst sich teilweise und bildet Blasen, löst sich aber nicht komplett vom Modul ab. Die Verwendung anderer Lösungsmitteln führte zum selben Ergebnis.

8.4 Bewertung der Vewertungsverfahren

Da zur Zeit nur die 2 Verfahren der Deutschen Solar AG in Freiberg und der First Solar GmbH in den USA für die spezifische Behandlung von Modulen existieren, werden diese im folgenden bezüglich ihrer Eignung zur Erfüllung der in Kapitel 7 angesprochenen umweltpolitischen Ziele bewertet.

Bei der **thermischen Trennung** von silizium-basierten Modulen durch die Deutsche Solar AG stehen keine Prozesschemikalien zur Entsorgung an. Durch die (weitgehend) zerstörungsfreie Rückgewinnung der Silizium-Wafer wird die umweltpolitisch prioritäre Wiederverwendung ermöglicht. Selbst bei Zerstörung der Wafer, kann das Bruch-Silizium nach der Behandlung einer Wiederverwertung zugeführt werden.

Nachteil dieses Verfahrens ist der energetische Aufwand, der für die Trennung der Module notwendig ist und die energetischen Amortisationszeiten beeinflusst (siehe Tabelle 19). Weiterhin besteht die Möglichkeit eines Schadstoffaustrages über den Abgaspfad (insbesondere HF) und die Gefahr der Bildung halogenorganischer Verbindungen.

Ein Recycling von Silizium-Modulen, wie es durch das oben beschriebene Verfahren der Deutschen Solar AG möglich sein kann, wird also den Zielen der Ressourcenschonung und der Verringerung der Abfallmenge zur Beseitigung gerecht, da durch den Einsatz von recycelten Wafern in der Modulproduktion Energie und Ressourcen eingespart werden, die sonst bei der Herstellung neuer Zellen aufgewendet werden müssten (vgl. auch Kapitel 7). Voraussetzung ist hier allerdings, dass die Altmodule getrennt verfaßt und zurückgeführt werden sowie bei Sammlung und Transport möglichst nicht weiter beschädigt werden.

Bezüglich der Behandlung von **cadmiumhaltigen Dünnschichtmodulen**, erscheint das Trennverfahren der First Solar GmbH geeignet, eine Ausschleusung des Cadmiums sowie eine Rückführung in den Metallkreislauf zu gewährleisten. Dadurch wird ein Austrag in die Umwelt verhindert, sowie der Schadstoffgehalt des Abfalls zur Beseitigung reduziert. Voraussetzung ist auch hier die getrennte Erfassung und Rückführung dieser Modularten. Eine Wiederverwendung analog zu den Wafern bei den kristallinen Modulen ist hier nicht möglich. Durch das Verfahren werden jedoch einige Fraktionen zurückgewonnen, die verwertet werden können (Glas, Metalle).

Nachteil des Verfahrens ist der Einsatz von Prozesschemikalien. Angaben zum Energiebedarf des Verfahrens unter Voll- und Teilauslastung liegen nicht vor.

8.5 Nicht-spezifische Entsorgungswege

Nicht-spezifische Entsorgungswege sind nicht spezifisch auf die Berücksichtigung von Verwertungszielen für Module ausgerichtet (z. B. Rückgewinnung wieder verwendbarer Silizium-Wafer – vgl. auch Kapitel 8.2).

Für heute zur Entsorgung anfallende PV-Module besteht kein spezifisches Entsorgungssystem. Dies hat mehrere Ursachen:

1. PV-Module fallen, im Vergleich zu anderen Abfällen, quantitativ nur in sehr geringem Umfang zur Entsorgung an. Selbst bei Annahmen zu höheren Ausfallraten [Hütter 2003] stellen PV-Module aktuell weniger als 2 Promille des Elektronikschrottaufkommens dar.
2. Da sich die meisten PV-Anlagen noch am Beginn ihrer Lebensdauer befinden, fallen derzeit überwiegend Module durch Produktionsausfälle, Transport- oder Montageschäden an. Diese liegen noch im Verantwortungsbereich der Unternehmen der Solarbranche, wo sie auf anderen Wegen der Entsorgung zugeführt werden können, als durch den privaten Nutzer der Anlage.
3. Grundsätzlich kommen mehrere Entsorgungspfade in Betracht, insbesondere eine Entsorgung als Teil von Bauschutt oder als Verbundglasprodukt.

Für die konventionelle Entsorgungswirtschaft haben PV-Module noch keine Rolle gespielt, da die Integration von PV-Anlagen weder beim Bauschutt noch beim Verbundglasrecycling zu technischen oder logistischen Problemen führte.

Die Hersteller von Solarmodulen sind in der Regel bereit, schadhafte Module zurückzunehmen, wenn dieser Wunsch von Kunden an sie herangetragen wird. Dies liegt auch an dem umweltfreundlichen Image der PV-Technologie insgesamt, das durch Kritik an ungeordneter Entsorgung aus Sicht der Branche nicht belastet werden soll [Wambach 2003a], [Körnig 2003]. Auch Hersteller, die bereit sind, Module zurückzunehmen, verfügen noch nicht über ein Recycling-Verfahren, um die hochwertigen Bestandteile der PV-Module zurückzugewinnen [BP-Solar 2002].

Die Zuführung von **kristallinen Modulen** zum **Verbundglasrecycling** war ein Ansatz für eine Ausrichtung auf mengenrelevante Bestandteile. Pilkington Solar hat Versuche zum Einsatz von kristallinen Modulen im Verbundglasrecycling durchgeführt. Dabei wurde eine mechanische Trennung der Kunststoffolie und der Metalle

vom Glas angestrebt. Das Glasgranulat war für den Einsatz in der Float-/Hohlglasproduktion gedacht, erfüllte jedoch nicht die Reinheitsanforderungen (organische Anhaftungen, Fremdstoffe, Si-Einschlüsse und Oberflächenbeeinflussung). Dieser Entsorgungsweg scheidet für kristalline Module somit aus.

Nach einer Behandlung von **kristallinen und amorphen Modulen** in **Shreddern** mit (ggf. anschließender) Abtrennung der Metalle können unspezifische Eigenschaften des Mischmaterials (wie bspw. sein Volumen) genutzt werden (z.B. zur Verfüllung bergbaulicher Hohlräume). Das Ziel der Ressourcenschonung durch hochwertige Verwertung kann zumindest für die kristallinen Module hier jedoch nicht in gleichem Umfang erreicht werden, wie bei Verfahren, durch die die spezifischen Eigenschaften des Si bzw. der Module nutzbar würden. Eine hochwertige Verwertung wäre bei einer Behandlung in Shreddern nur für die Metallanteile denkbar.

Bei **amorphen** Modulen wird eine hochwertige Verwertung des Siliziums derzeit auch mit spezifischen Verfahren nicht erreicht. Diese Module können im Unterschied zu kristallinen Modulen nach Vorbehandlung dem **Glasrecycling** zugeführt werden. Das auf dem Glas befindliche Silizium stört den weiteren Prozessverlauf nicht³⁶. Diese Zuführung zum Glasrecycling ist aufgrund der Verwertungsmöglichkeiten des mengenmäßig relevanten Glasanteils dem Einsatz im Shredder vorzuziehen. Unter Berücksichtigung des geringen Aufkommens amorpher Module können für diesen Modultyp unspezifische Verfahren die Umweltziele der Elektronikschrottrichtlinie also durchaus in ähnlichem Maße erreichen, wie spezifische Verfahren. Derzeit werden amorphe Module z.B. von der Firma BP Solar dem Flachglasrecycling zugeführt (Preis ca. 25 €/t).

Das Erreichen des **Senkenziels** bzw. die geschlossene Kreislaufführung von Cadmium aus **Dünnschicht**-Modulen ist nur nach **Abtrennung der Cd-Bestandteile** möglich. Dies wird durch unspezifische Verfahren nicht erreicht: die Gewinnung von Glas und Metall aus Cd-Modulen ist bspw. durch Shreddern zwar technisch möglich, erfüllt jedoch die o. g. Anforderungen nicht.

³⁶ Im Gegensatz zu kristallinem Silizium, welches das Glasrecycling stört, da das Silizium in dem Fall stückig vorliegt und nicht einschmilzt.

9 Transport & Logistik

Um die in Kapitel 7 dargestellten Ziele durch die in Kapitel 8 beschriebenen Verfahren zu erreichen sind auch die verschiedenen Voraussetzungen bei Transport und Logistik zu berücksichtigen. Diese sollten nicht zuletzt unter den Aspekten der ökologischen und finanziellen Aufwendungen in einer Gesamtbewertung berücksichtigt werden.

9.1 Kristalline Module

Für die Behandlung von kristallinen Modulen wird der Transport- und Logistikaufwand in Bezug auf das Verfahren der Deutschen Solar AG mit Standort in Freiberg untersucht. Notwendige Voraussetzung für eine Behandlung mit möglichst hohem verwertbarem Output an Silizium, ist die zerstörungsfreie Anlieferung der Module an die Anlage. Dadurch sind eine gute Handhabbarkeit der Module und ein Erhalt intakter Wafer gewährleistet. Um diese Voraussetzung zu erfüllen, sollten Module möglichst wieder in Originalverpackungen zurückgesandt werden. Module können aber auch auf Paletten geschichtet werden und in Containern zur Behandlungsanlage gelangen. Demnach lohnt sich ein Rücktransport auch erst ab einer Mindestmenge an Modulen. Die Einführung von dezentralen Sammelstellen kann dazu beitragen, dass diese Voraussetzung erfüllt werden kann.

Geht man von einem Abfallaufkommen von ca. 9 MW_p für das Jahr 2010 aus (siehe Kapitel 5.3), so würden etwa 8 MW_p davon an kristallinen Modulen anfallen. Laut Aussage der Deutschen Solar AG wäre, unter der Voraussetzung, dass der Versuchsbetrieb erfolgreich in eine großtechnische Anlage überführt werden kann, der Standort Freiberg in der Lage diese Module zu behandeln. Um jedoch eine gleichmäßige Auslastung der Anlage zu gewährleisten und die Qualität des Inputs auf möglichst hohem Niveau zu halten, will die Deutsche Solar AG zusätzlich zu Alt-Modulen Produktionsrückläufe in der Anlage behandeln.

Für eine grobe Abschätzung der Transportaufwände wird für den Transport zur Anlage in Freiberg von einer Entfernung von ca. 400 km ausgegangen. Unter der Annahme, dass der Transport per Container stattfindet und dass ca. 70 kW einen Container füllen, würden pro Jahr für die Anlieferung von ca. 8 MW_p Alt-Module

115 Container benötigt. Bei einem Verbrauch von ca. 30 l Diesel/100 km, käme man insgesamt auf einen Verbrauch von ca. 14.000 l Diesel. Das entspricht einer Stromerzeugung von ca. 42.000 kWh³⁷. Die energetische Amortisationszeit von recycelten Wafern verlängert sich dadurch entsprechend.

9.2 Amorphe Module

Die Behandlung amorpher Module ist in der Anlage der Deutschen Solar AG in Freiberg technisch möglich. Da das Aufkommen von Alt-Modulen jedoch erheblich geringer ausfällt, als das von kristallinen Modulen, ist der Aufwand für eine Rückführung deutlich höher. Zwar sind an den Rücktransport nicht so hohe qualitative Anforderungen zu stellen, wie bei kristallinen Modulen. Aber auch hier wäre zunächst eine dezentrale Sammlung wichtig. Obwohl die Module für das Verfahren nicht notwendigerweise zerstörungsfrei angeliefert werden müssen, wird hierüber das Handling vereinfacht und Verunreinigungen vermieden [Wambach 2003]. Da bei amorphen Modulen keine stoffliche Verwertung des Silizium stattfindet, ist der Aufwand für die Zuführung von diesen Alt-Modulen zu einer Behandlungsanlage mit einem geringeren energetischem Gewinn durch das Recycling gegenzurechnen. Es ist davon auszugehen, dass ein Transport dieser Module zu einer zentralen Behandlungsanlage deshalb sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht nur sinnvoll ist, wenn er zusammen mit kristallinen Modulen erfolgt.

³⁷ Unter der Annahme, daß Diesel eine Dichte von 0,87 kg/l und sein oberer Brennwert bei ca. 42 MJ/kg liegt sowie der Strom mit einem Wirkungsgrad von ca. 30 % erzeugt wird.

9.3 CdTe und CIS Module

Für die Behandlung von CdTe und CIS Modulen wird der Transport zu einer Anlage in den USA, wie sie bereits von der First Solar GmbH betrieben wird, und der Transport zu einer Anlage im Osten Deutschlands bewertet³⁸. Geht man von einem Anteil der Abfallmenge für 2010 von 10 % aus, so würden ca. 1 MW_p Dünnschichtmodule (ohne amorphe Module) anfallen. Die Behandlungsanlage der First Solar GmbH in den USA wäre in der Lage diese Menge zu behandeln.

Bei der Bewertung ist zu berücksichtigen, dass der Aufwand für eine Schließung des Cadmium-Kreislaufes nur bedingt vertretbar ist, da Cadmium auch zukünftig in ausreichendem Maße am Markt vorliegt. Eine zusätzliche Anlage für die in Europa anfallenden Mengen müsste außerdem in den nächsten 10 Jahren weit unterhalb ihrer Auslastungsgrenze betrieben werden. Weiterhin ist eine getrennte Erfassung und anschließende Rückführung der Alt-Module in eine solche Behandlungsanlage schwierig in der Praxis umzusetzen.

Bis dahin wäre für diese Art von Modulen der Logistikaufwand für eine gezielte Verwertung in spezifischen Anlagen relativ hoch. Für den Transport von Modulen von einer zentralen Sammelstelle in Deutschland nach Ohio (USA) wurden Kosten in der Größenordnung von 2.000 € pro 40 Fuß Container (für 70 kW PV-Module) genannt [Gegenwart 2003]. Damit liegen die Transportkosten jedoch weiterhin in der Größenordnung < 1 % des Produktpreises.

Es wird deutlich, dass aus ökologischen Gründen das Ziel der Senkenzuführung somit in den Vordergrund rückt.

³⁸ Laut Aussage von First Solar GmbH würde der Standort einer solchen Anlage in Europa vermutlich Deutschland sein. Da der Sitz von First Solar GmbH in Erfurt liegt, wird von einem dortigen Standort ausgegangen. Selbst wenn die Anlage der Deutschen Solar AG in Freiberg in Zukunft CdTe und CIS Module behandeln kann, wäre diese Annahme plausibel.

10 Anforderungen an die Verwendung von Stoffen in Neugeräten auf Basis der RoHS Richtlinie

Im Folgenden wird der Einsatz der unter die RoHS-Richtlinie fallenden Stoffe in PV-Modulen beschrieben sowie Möglichkeiten zur Substitution untersucht.

10.1 Einsatz von RoHS-Stoffen in PV-Modulen

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Anwendung der von der RoHS-Richtlinie betroffenen Stoffe in Photovoltaikmodulen.

Tabelle 21: RoHS-Stoffe in PV Modulen

Stoff	Enthalten in
Blei ³⁹	Bleifritten (bleihaltige Druckpasten bei Siebdruck auf Halbleiter)
	Lote
	Kupferband-Verbinder (Lotbeschichtung)
Quecksilber	Nicht enthalten
Cadmium ⁴⁰	Halbleiterschicht (nur bei nicht-amorphen Dünnschichtmodulen): - als CdS (CIS + CdTe Module) - als CdTe (nur CdTe Module)
Sechswertiges Chrom	Nicht enthalten
Flammschutzmittel	Nicht enthalten

In kristallinen Modulen wird derzeit **Blei** in verschiedenen Anwendungszusammenhängen eingesetzt. Zur Kontaktherstellung zwischen den Verbindern (Leiterbahnen) und den Silizium-Zellen finden Bleifritten Anwendung. Die Verbinder selbst sind Kupferbändchen mit einer bleihaltigen Lötverzinnung einer Dicke von ca. 20 µm auf (Dicke der Bändchen selbst 100 - 120 µm). Für diese Lote ist Sn60Pb40 üblich. Über die eingesetzten Mengen an Blei sind keine genauen Informationen verfügbar⁴¹.

³⁹ Möglicherweise gibt es zusätzlich zu den hier genannten Einsatzorten noch weitere Blei-Quellen in PV-Modulen. Laut bisherigem Kenntnisstand sind diese Mengen jedoch in der Größenordnung von Verunreinigungen und werden hier deshalb nicht näher betrachtet.

⁴⁰ Möglicherweise kann Cadmium auch in kristallinen Modulen enthalten sein, da Cadmium teilweise in den Druckpasten verwendet wird. Über die Menge und Art des eingesetzten Cadmium sind jedoch keine weiteren Informationen verfügbar.

⁴¹ Der Bleigehalt in Modulen liegt in einer Bandbreite von etwa 7 – 60 mg/l (ermittelt mit dem sogenannten TCLP Test (Auswaschungstest zur Bestimmung des Bleigehalts in Produkten – anerkannter Test der US-amerikanischen Umweltagentur EPA).

Blei in Lötmitteln mit hohem Schmelzpunkt (7., erster Anstrich), d.h. Zinn-Blei-Lötlegierungen mit mehr als 85 % Blei, ist eine der im Anhang der RoHS-Richtlinie aufgeführten **Ausnahmen**. Hierbei handelt es sich um Anwendungsfälle, bei denen z.B. der Kontakt zwischen Chips und Schaltschemata hergestellt wird. Diese Ausnahme trifft jedoch nicht auf Lote aus PV-Modulen zu, da diese einen niedrigen Bleigehalt und einen niedrigen Schmelzpunkt haben. Inwieweit diese Ausnahme für Bleifritten zutrifft, ist derzeit nicht eindeutig zu klären. Der Anwendungsbereich, der wahrscheinlich einen wesentlichen Hintergrund der Ausnahme darstellt (Verbindung Halbleiterchip – Schaltelemente)⁴² ist zwar nicht direkt übertragbar, die Problemstellungen ähneln sich jedoch.

Für Dünnschichtmodule zeigt sich bei beschichteten Bändern und Lotverbindungen eine ähnliche Situation bezüglich Anwendungsart und Mengen bleihaltiger Lote und Verbindungen.

Cadmium wird in CIS-Modulen mit einer Menge von 0,2 – 0,45 g/m² Modul verwendet⁴³.

Bei CdTe-Modulen wird für die Cadmium-Menge eine Spannbreite zwischen 6,55 g/m² und 66,4 g/m² genannt⁴⁴. Dabei ist die unterschiedliche Bauweise der Module zu berücksichtigen, sowie die Tatsache, dass die Schichtdicke im Rahmen der Optimierungsbestrebungen zunehmend verringert wurde⁴⁵. Giese nennt einen Durchschnittswert von ca. 14 g/m² für heutige CdTe Module [Giese et al 2003]. Laut Aussage der First Solar GmbH⁴⁶ liegt der Cadmium-Gehalt eines von ihnen hergestellten CdTe-Moduls bei etwa 10 g/m² (entsprechend 1,7 g/m² CdS und 20 g/m² CdTe)⁴⁷. Die Cd-Konzentration in der Halbleiter-Schicht liegt bei ca. 50 %⁴⁸.

⁴² Nähere Erklärungen, welche konkreten Anwendungsfälle unter diese Ausnahme fallen, sind nicht verfügbar.

⁴³ Entsprechend 0,002 Gew.-% pro Modul.

⁴⁴ Entspricht Spannbreiten von 0,96 – 48,2 g/m² CdS und 12,4 – 62 g/m² CdTe (siehe Kapitel Aufbau + Zus.).

⁴⁵ Die Quelle der Spannbreiten [BINE 1999] kann als etwas veraltet angesehen werden. Daher ist davon auszugehen, daß das untere Ende der Skala mittlerweile eher zutreffend ist.

⁴⁶ Zur Zeit einziger Anbieter von CdTe Modulen.

⁴⁷ Bei einer geschätzten weltweiten Dünnschicht-Produktionskapazität von 40 MW für 2005 (entspricht ca. 400.000 Module), ergibt sich ein jährlicher Cadmium Bedarf von ca. 4 t.

⁴⁸ Entsprechend etwa 0,01 – 0,5 Gew.-% pro Modul.



Unter Punkt 8 des Anhangs sind Cadmium-Beschichtungen als **Ausnahme** der Stoffverbote aufgeführt. Nähere Erklärungen über die konkreten Anwendungen, die diese Ausnahme umfasst, sind nicht verfügbar. Aufbau und Funktionsweise von Dünnschicht-Modulen (siehe Kapitel 4) zeigen jedoch, dass diese Ausnahme nicht auf Dünnschicht-Module zutreffen würde, da hier das Glas die Funktion einer stabilisierenden bzw. schützenden Komponente hat und keine Funktion im Rahmen der Stromerzeugung übernimmt.

Derzeit existieren noch **keine Schwellenwerte für die Stoffverbote** der RoHS-Richtlinie bzw. keine festgeschriebene Bezugsgröße (z. B. homogenes Material, mechanische Trennbarkeit). Daher wird im Folgenden zunächst davon ausgegangen, dass bei den entsprechenden Anwendungen das Verbot zutreffen würde.

10.2 Substitutionsmöglichkeiten

Im Folgenden werden Substitutionsmöglichkeiten für Blei- und Cadmium-Anwendungen in PV Modulen untersucht.

Die Versuche der Firma Würth Solar GmbH & Co KG zur **Cadmium-Substitution** in CIS Modulen, erfolgen derzeit im Labormaßstab. Eine Serienreife wird, bei erfolgreichen Versuchen, vermutlich frühestens in 5 Jahren erreicht. Eins der Hauptprobleme liegt in der erwünschten Langzeitstabilität, die mit Substituten schwer zu erreichen ist [Würth 2003].

Die Solarion GmbH wird voraussichtlich Ende 2003 eine Pilotanlage in Betrieb nehmen, in der flexible Dünnschicht-Solarzellen (so genannte Solarfolien) hergestellt werden. Dabei handelt es sich um auf dünne Polymerfolien aufgetragene CIGS-Dünnschichtsolarzellen. Dieses Vorhaben wird vom BMBF im Rahmen des Programms „InnoRegio“ (Innovative Regionale Wachstumskerne) gefördert. Einer der Partner in diesem Verbundvorhaben, die Universität Leipzig, entwickelt in einem Teilprojekt alternative cadmiumfreie Pufferschichten für die Solarzellen. Das Cadmium aus den CdS Pufferschichten soll durch Zink ersetzt werden [Universität Leipzig 2003].

Für die Anwendung von **Blei in Loten** gibt es bereits auf dem Markt verfügbare Alternativen. Hierbei werden z. T. die Legierungspartner Wismut und Silber einge-

setzt. Entscheidend für die Wahl des Substituts ist der Schmelzpunkt. Für die Anwendung in PV Modulen werden hauptsächlich Zinn-Silber-Kupfer-Legierungen diskutiert. Für bleifreie Lote liegen derzeit nur eingeschränkt Erfahrungen über deren Langzeitverhalten vor⁴⁹. Vor dem Hintergrund bestehender Garantieregelungen, werden von den Herstellern Zuverlässigkeiten über 30 Jahre gefordert⁵⁰. BP Solar geht allerdings davon aus, dass eine Umstellung auf bleifreie Lote innerhalb ihrer Produktionslinien bis 2003 vollzogen werden wird. Die Umstellung auf schwermetallfreie Druckpasten wird vermutlich erst Mitte 2004 vollzogen werden können, da die Langzeittests erst noch absolviert werden müssen [BP Solar 2003]. SHARP wird nach eigener Aussage ab November 2003 in der Lage sein, bleifreie Module auf den Markt zu bringen [SHARP 2003].

Für **Bleifritten**, die den Kontakt zwischen den Silizium-Zellen und den Kupfer-Verbindern gewähren, ist derzeit keine Alternative im großtechnischen Maßstab realisiert⁵¹. Die spezifische Situation der Verbindung Lot-Silizium-Oberfläche stellt hier besondere Anforderungen [Wambach 2003].

Werden Module bzw. Elemente von Modulen verändert, ist eine erneute Zertifizierung der Produkte notwendig. Bei einer Substitution von bleihaltigen Loten, wäre dies der Fall. Je nachdem, ob dies im Rahmen einer Routine-Zertifizierung stattfindet oder ob eine Neu-Zertifizierung stattfinden würde, belaufen sich laut Aussage der Deutschen Solar AG die **Kosten** auf 3.000 – 5.000 € bzw. auf 10.000 - 20.000 €.

Der Ersatz bleihaltiger Verbindungselemente und Lote durch bleifreie Alternativen würde eine Umstellung der Produktionslinien notwendig machen.

Da es sich bei Photovoltaikmodulen um Produkte mit sehr langen Garantiezeiten handelt, müssen **Funktions- und Haltbarkeitstests** auf diesen Zeitraum angepasst werden. Schnelltests⁵² sind zwar für einige Anforderungsbereiche möglich, werden aber laut Hersteller von den Kunden teilweise nicht akzeptiert.

⁴⁹ Vorwiegend aus beschleunigten Alterungsversuchen.

⁵⁰ Andere Anwendungsbereiche wie bspw. die Raumfahrt verlangen ähnliche Langzeit-Stabilität. In diesem Bereich werden zur Zeit ebenfalls Tests zur Anwendung von bleifreien Loten durchgeführt. Bei IT-Netzwerken und Servern, die eine höhere Lebensdauer als andere Elektronikanwendungen haben, werden bleifreie Lote bereits erfolgreich eingesetzt [ITRI 2003].

⁵¹ Verschiedene Firmen, wie z.B. BP Solar führen derzeit Untersuchungen zur Substitution in diesem Bereich durch [BP Solar 2003].

⁵² Laut Herstellerangaben sind für einige Bereiche Verkürzungen bis zum Faktor 200 möglich. Bei einem Garantiezeitraum von 30 Jahren ergäbe sich somit eine Testdauer von ca. 2 Monaten.

10.3 Fazit

Die Substitution von **bleihaltigen Loten** in PV Modulen ist technisch möglich und wird bereits teilweise realisiert. Die Voraussetzungen für ein Recycling der bleifreien Lote sind aufgrund der Verwendungsart (Kupferbändchen) und der angestrebten Recyclingwege für PV-Module gut. Daher ist mit einer teilweisen Rückführung der Bleisubstitute in den Metallkreislauf und somit mit einer verringerten Wirkung auf die nachgefragten Primärmengen zu rechnen. Eine isolierte Diskussion der Substitution der Lote von PV Modulen erscheint jedoch nicht sinnvoll.

Für die Substitution von Blei in **Bleifritten** können derzeit keine gesicherten Alternativen benannt werden. Die Aufnahme in den Anhang der RoHS Richtlinie erscheint daher angemessen zu sein (z.B. Anwendung/Übertragung bzw. Konkretisierung der Ausnahme 7).

Innerhalb des Betrachtungsrahmens „**cadmiumhaltige Dünnschichtmodule**“⁵³ ist derzeit keine großtechnisch realisierte Alternative zur Cadmiumanwendung verfügbar. Daher entspräche eine Aufnahme dieser Anwendungsfälle in den Anhang der RoHS-Richtlinie der Logik und den Begründungszusammenhängen der Richtlinie. Allerdings ist, aufgrund der derzeitigen Entwicklung, ein Revisionstermin in den nächsten Jahren sinnvoll.

⁵³ Zwar kann Solarstrom prinzipiell auch über cadmiumfreie Solarmodule gewonnen werden. Der geringere Wirkungsgrad von amorphen Dünnschichtmodulen bzw. die Tatsache, dass kristalline Module nicht in allen Bereichen cadmiumhaltige Dünnschichtmodule ersetzen können, zeigen, dass es sich hierbei nicht um eine vollwertige Alternative handelt. Die Logik, sowie die Begründungszusammenhänge der RoHS-Richtlinie, sehen einen solchen produktübergreifenden Ansatz auch nicht vor. Bei einigen Herstellern (z. B. BP Solar), ist jedoch derzeit ein Trend weg von der CdTe-Technologie festzustellen [BP Solar 2003].

11 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In diesem Kapitel werden zunächst Anforderungen an die Entsorgung von PV-Modulen zusammenfassend beschrieben und deren Erfüllung durch verschiedene Behandlungswege geprüft.

Vor diesem Hintergrund wird eine Aufnahme in den Geltungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinien hinsichtlich der Zielerreichung geprüft. Dabei werden wichtige Punkte bezüglich der in den Richtlinien enthaltenen Instrumente herausgestellt. Als Alternative wird die Regelung auf nationaler Ebene in Deutschland vorgestellt, sowie die Möglichkeit einer Selbstverpflichtung der Hersteller aufgezeigt.

11.1 Stoffbezogene Anforderungen an die Entsorgung von Photovoltaik-Modulen

Aus den abfallwirtschaftlichen und umweltpolitischen Zielen sowie dem Aufbau und der Zusammensetzung von Photovoltaik-Modulen ergeben sich spezifische stoffbezogene Anforderungen an die Entsorgung von Photovoltaik-Module:

- ⇒ Der hohe ökologische Aufwand für die Herstellung kristallinen Siliziums⁵⁴ sowie die signifikant kürzeren energetischen Amortisationszeiten bei Sekundärsilizium, verdeutlichen die Priorität der möglichst hochwertigen Verwertung (Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung) von **kristallinem Silizium** aus PV-Modulen.

Diese Anforderung deckt sich insofern mit ökonomischen Anforderungen, als die Verfügbarkeit von (preiswerterem) Silizium aus „off-specifications“ der Elektronikindustrie nicht ausreicht, um den zukünftigen Bedarf im Bereich der Photovoltaik zu decken. Recycling-Si kann hier dazu beitragen, den zusätzlichen Bedarf zumindest zu verringern und somit höhere Preise für Si aus anderen Quellen zu vermeiden. Neben dem direkten ökonomischen Interesse der Hersteller, ist hiervon die umweltpolitische Zielsetzung

⁵⁴ Da es sich bei Silizium für PV-Module um Nebenprodukte aus der Herstellung von Chip-Silizium handelt, ist bezüglich des Herstellungsaufwandes das Allokationsproblem zu beachten.

betroffen, Strom aus regenerativen Quellen möglichst preisgünstig anbieten zu können.

- ⇒ Bei **cadmiumhaltigen Modulen**, stehen dagegen die Aspekte der möglichst geschlossenen Kreislaufführung bzw. der vollständigen Zuführung zu Senken im Vordergrund.

In Europa wird derzeit kein spezifisches Behandlungsverfahren betrieben, das auf die Rückführung des Cadmiums in den Kreislauf abzielt (siehe Kapitel 11.2.2) Somit wäre der Transportaufwand und die daraus resultierenden ökologischen Lasten für eine Kreislaufschließung sehr hoch. Cadmium fällt als Koppelprodukt bei der Metallgewinnung (z. B. Zink) an und wird zukünftig in Europa aufgrund der phase out Bemühungen in vielen Produktbereichen nicht verknappen. Vor diesem Hintergrund rückt die Zuführung des Cadmiums zu Senken im Vergleich zur Kreislaufschließung als Ziel weiter in den Vordergrund.

- ⇒ Eine ähnliche Fokussierung auf das Silizium bzw. Schadstoff-Aspekte ergibt sich für den Anwendungstyp „**amorphe PV-Module**“ aufgrund der Zusammensetzung nicht. Die mengenrelevanten Fraktionen Glas und Metall und deren Verwertung treten hier unter Ressourcengesichtspunkten deshalb in den Vordergrund.
- ⇒ Die in vielen Dünnschicht-Modultypen (außer amorphen) enthaltenen **Halbleiterelemente** wie Indium oder Gallium sind bei ihrer Primärgewinnung sehr ressourcenintensiv⁵⁵. Ihre Verfügbarkeit ist entweder aufgrund ihrer Verteilungsmuster⁵⁶ oder aufgrund geringer Vorkommen unter derzeitigen ökonomischen Gegebenheiten eingeschränkt. Auch für diese Elemente kommt daher der möglichst vollständigen Rückführung eine hohe Priorität im Rahmen der stoffbezogenen Anforderungen an die Entsorgung von PV-Modulen zu.

⁵⁵ Auch hier ist jedoch wieder aufgrund der Koppelproduktion das Allokationsproblem zu berücksichtigen.

⁵⁶ Geringe Konzentrationen in einer relativ großen Bandbreite von Vorkommen

11.2 Anforderungen an die Entsorgungswege

Um die oben genannten Anforderungen möglichst weitgehend umzusetzen, sind spezifische Entsorgungspfade notwendig. Diese sind, neben den Anforderungen an die Produkte, in Abbildung 14 dargestellt und werden im folgenden zusammenfassend erläutert.

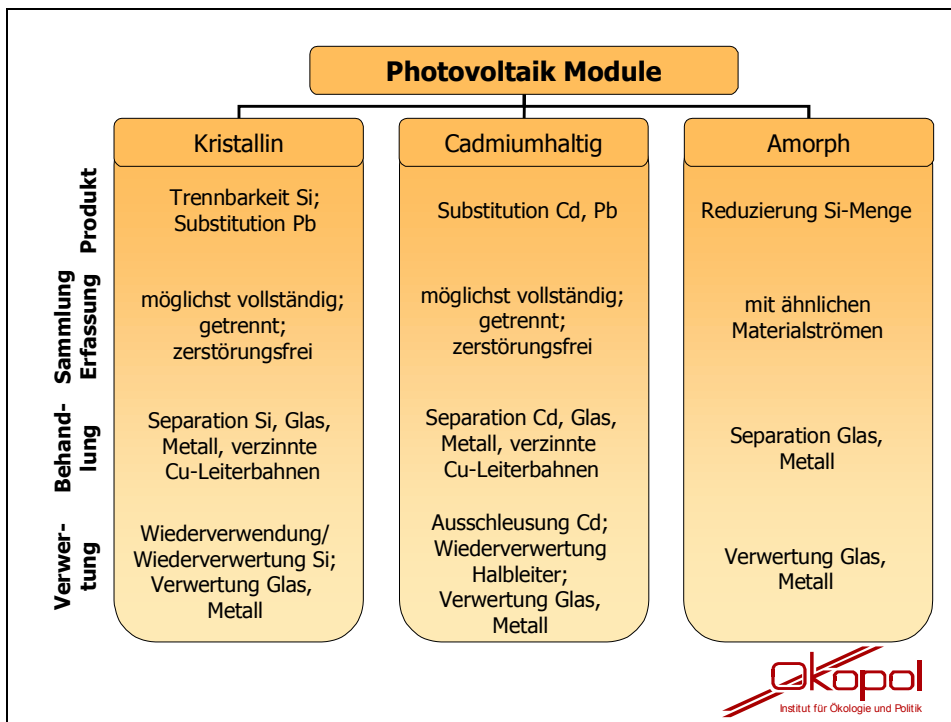


Abbildung 14: Entsorgungsbezogene Anforderungen an PV-Module

11.2.1 Kristalline Module

Die stoffbezogenen Anforderungen an die Entsorgung kristalliner PV-Module (siehe Kapitel 11.1) setzen eine zerstörungsfreie und von sonstigen Abfällen getrennte Erfassung voraus. Im ersten Behandlungsschritt ist eine Demontage bzw. Trennung der Module von den übrigen Materialien notwendig, um anschließend eine Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung realisieren zu können.

Derzeit ist kein Verfahren für eine solche spezifische Behandlung von kristallinen Modulen großtechnisch verfügbar. Eine Anlage zur thermischen Trennung nach manueller Demontage befindet sich seit Mitte 2003 im Versuchsstadium (Freiberg,

Sachsen). Das Verfahren ist nach bisherigem Kenntnisstand technisch wahrscheinlich geeignet, die stoffbezogenen Anforderungen an die Entsorgung dieses Modultyps zu erfüllen.

Für kristalline Module kann sich hier durch die Anwendung des Ansatzes der Herstellerverantwortung eine Deckung zwischen ökonomischen Herstellerinteressen und ökologischen Zielen ergeben, da die Wiederverwendung unbeschädigter Si-Zellen wesentlich zu einer Erlössituation des Trennverfahrens beiträgt⁵⁷. Eine Erlössituation unter Einschluss der Transportkosten zum Behandlungsverfahren, wird in den meisten Fällen jedoch nicht erreicht werden können. Vorausgesetzt, entsprechende Anlagen stehen tatsächlich zur Verfügung⁵⁸, können vorhandene ökonomische Impulse unterstützt werden, indem kristalline Module ordnungsrechtlich in die Wiederverwendung gesteuert werden⁵⁹.

11.2.2 Cadmiumhaltige Dünnschicht-Module

Um die stoffbezogenen Anforderungen an die Entsorgung cadmiumhaltiger Dünnschichtmodule erfüllen zu können, muss sicher gestellt sein, dass das enthaltene Cadmium während der Erfassung und Entsorgung nicht mit anderen Stoffen bzw. Materialien vermischt, sondern möglichst weitestgehend aufkonzentriert wird.

Für eine spezifische Behandlung von cadmiumhaltigen Dünnschicht-Modulen ist in Europa jedoch kein Verfahren großtechnisch verfügbar. Eine Anlage zur Rückgewinnung von Cadmium und anderen Halbleitern wird in den USA betrieben. Dieses Verfahren ist nach bisherigem Kenntnisstand zwar technisch wahrscheinlich geeignet, die o. g. Ziele bei der Entsorgung zu erreichen. Die ökologischen Lasten aus dem Transport wären jedoch relativ hoch. Die Separation der cadmiumhaltigen Materialien von Glas und Metall erfolgt am effektivsten über eine Demontage.

⁵⁷ Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich eine Wirkung nur entfalten kann, wenn die Kostentragungspflicht tatsächlich beim Hersteller liegt.

⁵⁸ Z. B. wenn die Freiburger Anlage den großtechnischen Betrieb aufnimmt

⁵⁹ Ob die Steuerung in die allgemeine Verwertung ausreichend ist, um die gewünschten ökologischen Effekte zu erreichen, ist zu bezweifeln, da die Anforderung einer „Verwertung“ in Deutschland auch erfüllt werden kann, wenn unspezifische Eigenschaften der Module, wie z.B. das Volumen, genutzt werden (z. B. Verfüllung von bergbaulichen Hohlräumen).

Da bestenfalls geringe Erlöse aus den gewonnenen Materialien erzielt werden können ergeben sich für cadmiumhaltige Module höhere Anforderungen an nicht-ökonomische Steuerungsinstrumente.

11.2.3 Amorphe Module

Für amorphe Module wird kein Verfahren für die Rückgewinnung des Siliziums betrieben und aus ökologischer Sicht steht die Verwertung der mengenrelevanten Bestandteile Glas und Metall im Vordergrund (siehe Kapitel 11.1).

Die Erfassung der Module sowie die Separierung von Metall- und Glasanteilen zusammen mit ähnlich zusammen gesetzten Abfällen führt nicht zu signifikant geringerer Erreichung der ökologischen Ziele, als die getrennte Erfassung und Behandlung.

11.3 Anforderungen an die Produktgestaltung

Wesentliches Hemmnis bei der Zerlegung kristalliner PV-Module ist die schwierige Trennbarkeit der Si-Zellen aus dem Verbund. Der zugrunde liegende Zielkonflikt zwischen langer Haltbarkeit bzw. Schutz vor Witterungseinflüssen und demontagegerechter Konstruktion kann am ehesten von den Herstellern aufgelöst oder zumindest abgeschwächt werden, wenn die Vorteile einer demontagegerechten Konstruktion für diese auch finanzielle Vorteile ergeben.

Im Falle einer Aufnahme in den Geltungsbereich der WEEE-Richtlinie kann sich für die Weiterentwicklung cadmiumfreier Dünnschichttechnologien ein Förderungsimpuls entsprechend Artikel 7 Abs. 5 der WEEE Richtlinie auch dadurch ergeben, dass die Entsorgungskosten in den Produktpreis integriert werden.

11.4 Rechtliche Steuerungsinstrumente

Hinsichtlich der Frage einer möglichen Unterstützung der Erfüllung der in den Kapiteln 11.1 bis 11.3 genannten Anforderungen wird im folgenden die Aufnahme in den Geltungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinien bewertet. Die Regelung auf nationaler Ebene und eine freiwillige Selbstverpflichtung der Industrie werden als Alternativen geprüft.



11.4.1 Aufnahme in den Geltungsbereich WEEE-/RoHS-Richtlinie

Die Anforderungen der WEEE- und RoHS-Richtlinien sind zunächst prinzipiell geeignet, das Erreichen der umwelt- und abfallpolitischen Ziele in bezug auf PV-Module zu unterstützen.

Um die o. g. Anforderungen zu erfüllen und die Lenkung zu den beschriebenen Behandlungswegen zu erreichen sind bei den Instrumenten der Richtlinien folgende Punkte besonders zu berücksichtigen:

Stoffverbote nach RoHS / Demontagepflichten entsprechend Anhang II WEEE Richtlinie

Blei:

Die Substitution **bleihaltiger Lote** ist technisch möglich und wird bereits durchgeführt. Unter diesem Aspekt ist eine Ausnahme (durch Aufnahme in den Anhang der RoHS Richtlinie) nicht erforderlich. Allerdings sollte eine Diskussion um die Substitution bleihaltiger Lote nicht isoliert für PV-Module erfolgen. Eine Demontagepflicht für bleihaltige Lote aus Modulen, die vor Inkrafttreten eines Verbots in Verkehr gebracht wurden, wäre lediglich für verzinnte Kupferband-Verbinder sinnvoll. Dies könnte zudem eine Zuführung zu geeigneten Demontageeinrichtungen unterstützen.

Bleifritten sollten in den Anhang der RoHS-Richtlinie aufgenommen werden, da dies den Begründungszusammenhängen der Richtlinie entspricht. Eine Demontagepflicht erscheint aus technischen, aber auch aus Mengengesichtspunkten nicht sinnvoll.

Cadmium:

Derzeit existieren keine Alternativen, die cadmiumhaltige Module in jedem Anwendungsbereich vollwertig ersetzen könnten. Die Aufnahme von **Cadmiumtellurid**- bzw. **Cadmiumsulfid**-Schichten in CIS-Modulen in den Anhang der RoHS-Richtlinie entspräche somit der Logik und den Begründungszusammenhängen der Richtlinie.

Eine Demontage- bzw. Separationspflicht für cadmiumhaltige Materialien würde das Erreichen der abfall- und umweltpolitischen Ziele unterstützen.



Silizium

Die Demontagepflichten entsprechend Anhang II der WEEE-Richtlinie sind in ihrer jetzigen Fassung auf die Separation von Schadstoffen ausgerichtet. Die Erweiterung des Anhangs II auf solche Stoffe bzw. Komponenten, die nicht unter Schadstoffgesichtspunkten, sondern unter Ressourcengesichtspunkten prioritär sind („Silizium aus kristallinen Modulen“), wäre für die Unterstützung der abfall- und umweltpolitischen Ziele sinnvoll.

Labelling entsprechend Anhang IV der WEEE-Richtlinie

Für kristalline und Cd-haltige Typen von PV-Modulen ist die Getrenntsammlung sinnvoll. Entsprechende Label sollten so angebracht sein, dass sie die Funktionsweise nicht beeinträchtigen. Da dies oft nur durch Fixierung an der Unterseite der Module erreicht werden kann, die nicht sichtbar ist, ist die gezielte Information von Fachbetrieben, die die Demontage vornehmen (Installateure, Dachdecker) von größerer Bedeutung.

Quoten entsprechend Artikel 7 Absatz 2 WEEE-Richtlinie

Eine möglichst vollständige getrennte Erfassung von PV-Modulen und deren Verwertung kann durch das Instrument der produktdifferenzierten Verwertungsquoten unterstützt werden.

Für **kristalline Module** würde sich empfehlen, Quoten auf das Silizium zu beziehen.

Andernfalls würde erst bei Quoten über 95 % die Verwertung von Silizium quotenrelevant werden⁶⁰. Eine solche stoffbezogene Ausrichtung der Quoten ist jedoch in der WEEE Richtlinie nicht vorgesehen. Außerdem ist bei der Nutzung des Instruments „Verwertungsquoten“ zu berücksichtigen, dass bei kristallinen Modulen die (aufwändige) Rückgewinnung der Silizium-Wafer mit weniger aufwändigen stofflichen Entsorgungswegen⁶¹ konkurriert. Eine Steuerung in Richtung einer möglichst hochwertigen Verwertung ist mit dem In-

⁶⁰ Der Si-Anteil in kristallinen Modulen beträgt 3 – 6 %.

⁶¹ Z. B. die Nutzung unspezifischer Eigenschaften wie bspw. das Volumen im Rahmen der Verfüllung bergbaulicher Hohlräume.



strument der Quoten nach WEEE Richtlinie nicht gegeben. Um dies zu erreichen bestehen grundsätzlich zwei mögliche Vorgehensweisen:

Zum einen können stoffspezifisch Typen von Verwertungswegen festgelegt werden (hier: Wiederverwendung bzw. Wiederverwertung von 80 % des in den zurücklaufenden kristallinen Modulen enthaltenen Silizium). Zum anderen kann im Rahmen der Berechnung von Verwertungsleistungen über „Verfahrensfaktoren“⁶², die die ökologische Wertigkeit des Verfahrens beinhalten, die Wiederverwendung und die Wiederverwertung einen höheren Status bekommen, als die Weiterverwertung. Beide Varianten sind jedoch in der bestehenden WEEE Richtlinie nicht enthalten.

Bei **Cd-haltigen Modulen** könnte sich eine Verwertungsquote konventionell auf das gesamte Modul beziehen. Hierbei wäre jedoch weniger die Verwertungsquote selbst von Interesse, als der zusätzliche Impuls zur getrennten Erfassung und Zuführung zur Verwertung.

Das eigentliche Ziel einer möglichst vollständigen Erfassung würde eher über die Pflicht unterstützt, die Zuführung des Cadmiums in geeignete Anlagen/Senken in gewissem Umfang nachzuweisen. Eine solche Rückführungsquote ist jedoch als Instrument bisher nicht in der WEEE-Richtlinie enthalten. Zudem stellt sich bei einer Rückführungsquote das methodische Problem der Bestimmung der 100 % - Grundlage.

Für **amorphe Module** kann das Erreichen der ökologischen Zielsetzungen durch die Festlegung allgemeiner Quoten unterstützt werden. Das Material ist bezüglich seiner Zusammensetzung ähnlich wie Beleuchtungskörper (Kategorie 5) einzustufen. Die entsprechende stoffliche Verwertungsquote der WEEE Richtlinie ist 50 %. Bei amorphen Modulen können Quoten von > 90 % erreicht werden, ohne dass der ökonomische Aufwand sich von dem einer 50 % Quote deutlich unterscheidet.

⁶² Bei einem solchen Ansatz werden die in dem jeweiligen Verfahren verwerteten Mengen mit einem jeweils spezifischen Faktor multipliziert, um die Verwertungsquote zu errechnen.

Zuordnung zu Gerätekategorien entsprechend Anhang IA der WEEE-Richtlinie

Keine der Gerätekategorien des Anhang IA der WEEE-Richtlinie ist prinzipiell passend für die Zuordnung von PV-Modulen. Kategorie 5 „Beleuchtungskörper“ entspricht am ehesten der Zusammensetzung von PV-Modulen (Glas + Metall + ökologisch prioritärer Stoff). Die überwiegend funktionsbezogene Kategorisierung wird hierdurch jedoch nicht erfüllt.

Aufgrund der für Kategorie 1 „Haushaltsgroßgeräte“ festgelegten hohen Quote könnte auch eine Zuordnung von PV-Modulen zu dieser Kategorie sinnvoll sein (siehe Ausführungen zum Instrument „Quoten“ oben).

Herstellerverantwortung

Das Instrument der Herstellerverantwortung bzw. die Integration des Entsorgungsbereichs in die Verantwortung der Hersteller kann das Erreichen der umweltpolitischen Ziele fördern, sofern sicher gestellt wird, dass ökonomische Impulse tatsächlich auf den Hersteller wirken. Angesichts der langen Nutzungsdauer der PV-Module über zwei bis drei Jahrzehnte könnte dieser Impuls nur erreicht werden, wenn die Hersteller die Entsorgungskosten für historische Altgeräte tragen⁶³ und die Hersteller nach diesem Zeitraum tatsächlich noch am Markt operieren.

11.4.2 Nationale Regelung

Bei einer Nicht-Aufnahme der PV-Module in den Regelungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinien, bietet sich deren Aufnahme in nationale Regelungen an.

Um eine getrennte Erfassung zu gewährleisten und dem Schadstoffaspekt Rechnung zu tragen, sollten entsprechende Abfallschlüsselnummern für die jeweiligen Modultypen angewendet werden.

⁶³ Artikel 9 der WEEE-Richtlinie sieht hier die Möglichkeit vor, dass Mitgliedsstaaten vom Regelfall der Herstellerfinanzierung abweichen. Der Großteil der hier betrachteten netzgebundenen Module wird durch gewerbliche Akteure der Entsorgung zugeführt.

Die Entsorgung **kristalliner Alt-Module** unter der ASN

- **20 01 36** "Siedlungsabfälle - getrennt gesammelte Fraktionen - Gebrauchte elektrische und elektronische Geräte [...]"⁶⁴ bzw.
- **16 02 14** „Abfälle aus elektrischen und elektronischen Geräten - gebrauchte Geräte [...]"⁶⁵

würde sich systematisch mit dem Ziel der Getrennthaltung decken.

Eine Unterstützung der Zielsetzung, Schadstoffe geschlossenen Kreisläufen oder gezielten Senken zuzuführen würde sich für **cadmiumhaltige Alt-Module** mit der Zuordnung zu ASN

- **16 02 13*** „... gefährliche Bestandteile enthaltende gebrauchte Geräte [...]" bzw.
- **20 01 35*** „... gebrauchte elektrische und elektronische Geräte, die gefährliche Bauteile enthalten..."

als bÜA ergeben. Anforderungen an Transport, Lagerung und Behandlung dieses Modultyps würden sich hierdurch erhöhen.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass

- ⇒ **amorphe Dünnschichtmodule** bei Großanwendungen einen relativ geringen Verbreitungsgrad haben
- ⇒ ihr Schadstoffgehalt deutlich geringer ist als von Cd-Modulen und
- ⇒ der Si-bezogene „ökologische Rucksack“ deutlich geringer ist als bei kristallinen Modulen,

ist eine Einstufung als

17 02 02 „Bau- und Abbruchabfälle – Glas“

ein möglicher Weg, Aufwand und Nutzen bei der Entsorgung dieses Modultyps in positives Verhältnis zu setzen.

Für alle Typen von PV-Modulen kann davon ausgegangen werden, dass die hier betrachteten netzgebundenen Varianten überwiegend bei gewerblichen Tätigkeiten anfallen. Daher würde hier die **Gewerbeabfall-Verordnung** greifen. Diese stellt Anforderungen an die Getrennthaltung für bestimmte Abfälle (z.B. Glas, Kunststoff

⁶⁴ aus nicht gewerblichen Tätigkeiten

⁶⁵ aus gewerblichen Tätigkeiten

und Metalle) und sieht eine allgemeine Verwertungsquote von 85 % vor ohne dabei einen Verwertungsweg vorzugeben [BMU 2003a] [BMU 2003d]. Wie bereits unter 11.4.1 ausgeführt, ist eine solche Quote höchstens für die Erfüllung der Anforderungen bzgl. amorpher Module zielführend. Für kristalline Module würde eine solche Quote zwar für die Verwertung von Glas und Metall Sinn machen. Die hochwertige Verwertung des Silizium (Wiederverwendung) könnte jedoch auf diesem Weg nicht sichergestellt werden.

Bei einer spezifischen Regelung für PV-Module auf der Grundlage eines untergesetzlichen Regelwerkes bzw. deren Aufnahme in die deutsche Implementierung der WEEE- und RoHS-Richtlinie sollten die im Kapitel 11.1 und 11.2 genannten (stofflichen) Anforderungen an die Entsorgung berücksichtigt werden: getrennte und zerstörungsfreie Erfassung der Module, Separation von Glas, Metall, Silizium bzw. Cadmium mit anschließender Wiederverwendung der Waver oder der getrennten Verwertung des Silizium, der Verwertung des Glases und der Metalle sowie der Ausschleusung von Cd.

11.4.3 Selbstverpflichtung der Hersteller

Eine weitere Möglichkeit bei einer Nicht-Aufnahme in den Regelungsbereich der WEEE- und RoHS-Richtlinie stellt das Instrument der Selbstverpflichtung der Hersteller dar.

Im Unterschied zu anderen Bereichen, in denen das Instrument der Selbstverpflichtung der Hersteller in der Vergangenheit angewandt wurde, handelt es sich bei der Photovoltaik um einen Bereich mit hoher ökologischer Sensibilität. Zusätzlich stellt das umweltpolitische Instrument des EEG eine wesentliche Grundlage zur Finanzierung der Entwicklung im Bereich der Photovoltaik dar. Unter der Voraussetzung klar definierter anspruchsvoller Ziele und eines effizienten Monitoring, erscheint eine Selbstverpflichtung der Hersteller zunächst durchaus sinnvoll. Allerdings ist die lange Nutzungsdauer von PV-Modulen sowie die sehr große Marktdynamik zu berücksichtigen. Dies kann dazu führen, dass die heutigen Hersteller zum Entsorgungszeitpunkt nicht mehr am Markt vertreten sind. Der Fokus einer Selbstverpflichtung der Hersteller müsste somit auf historische Alt-Module gelegt werden.

12 Ausblick

Für die zukünftige Perspektive wird zunächst die weitere Entwicklung des Verfahrens zur spezifischen Behandlung von kristallinen Modulen in Freiberg (Sachsen) von Bedeutung sein. Wird es als europaweit erste Anlage zukünftig in den großtechnischen Betrieb überführt, so bietet sich zunächst eine Implementierung von Steuerungsinstrumenten auf deutscher Ebene an.

Im Bereich der cadmiumhaltigen Dünnschichtmodule ist ein Markttrend nicht klar erkennbar. Hier wird sich in den nächsten Jahren die Dringlichkeit von Steuerungsmaßnahmen danach entscheiden, in welchem Umfang die Hersteller den begonnenen Weg, auf cadmiumfreie Alternativen umzusteigen, weiter verfolgen.

Im Zusammenhang mit der Entsorgung amorpher Modulen wird kein weiterer Untersuchungsbedarf gesehen. Weder aus dem Schad- noch aus dem Ressourcenaspekt ergibt sich die Notwendigkeit, nach spezifischen Behandlungsverfahren zu forschen.

Eine wesentliche Herausforderung wird die Entwicklung intelligenter Logistik-Lösungen für die getrennte Erfassung von PV-Modulen und den zerstörungsfreien Transport zu entsprechenden Anlagen darstellen.

Insgesamt sollte bei der zukünftigen Entwicklung energiepolitischer Instrumente die Aspekte der Entsorgung von Altgeräten deutlich berücksichtigt werden, um hier eine Politikintegration zu erreichen. Eine direkte Koppelung finanzieller Elemente mit Entsorgungsanforderungen ist (nach dem Auslaufen des 100.000-Dächer Solarstromprogramms) über das bestehende EEG problematisch. Hier bietet sich die Fortentwicklung solcher Instrumente unter dem Aspekt der Herstellerverantwortung an.

13 Glossar

Amorphe Solarzellen	werden durch Aufdampfen mehrerer Halbleiterschichten auf ein so genanntes "Substrat", meist Glas, hergestellt. Die Atome scheiden sich dort nicht in einer Kristallstruktur sondern ungeordnet (= amorph) ab. Im Handel mit Wirkungsgrad: ca. 7 %
Amortisation	(energetisch): die Zeit, welche eine Anlage benötigt, um die für ihre Herstellung aufgewendete Energie zurückzuliefern
Antireflexschicht	auf der Oberseite der Solarzelle bewirkt, dass möglichst wenige der auftreffenden Lichtteilchen zurückgespiegelt werden.
Cadmiumtellurid	(CdTe) Halbleiter der in Zukunft vermehrt für die Zellenproduktion eingesetzt wird. Bisher wurden diese Zellen nur in Kleinverbrauchern eingesetzt, zurzeit wird daran gearbeitet, dass in neuen Fertigungslinien Leistungsmodule aus CdTe hergestellt werden.
CIS (-Zellen)	Bezeichnung der Solarzelle oder des Moduls an Hand des verwendeten Materials: Kupfer-Indium-Diselenid (engl. CIS) CIS-Zellen sind Dünnschichtzellen, welche aus mehreren Schichten unterschiedlich dotiertem CIS bestehen. Dadurch sinkt der Materialverbrauch und sie sind bei einem hohen Wirkungsgrad relativ preiswert.
Energieträgermix	Prozentuale Aufteilung zwischen den verschiedenen Primärenergieträgern eines Landes. Neben den fossilen Energieträgern Kohle, Erdöl und Erdgas wird seit einigen Jahren Kernenergie genutzt, sowie je nach regionaler Gegebenheit auch erneuerbare Energien.
Erneuerbare Energien	Als erneuerbar (regenerativ) werden jene Energiequellen bezeichnet, die praktisch unerschöpflich sind, weil sie sich selbst erneuern (Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Erdwärme, Gezeitenenergie). Aufgrund der Klimaproblematik gewinnen diese nicht-fossilen Energiequellen zunehmend an Bedeutung, da sie den Treibhauseffekt nicht verstärken.



Globalstrahlung	Dies ist die gesamte Strahlungsenergie der Sonne, die für eine bestimmte Zeiteinheit auf eine horizontale Fläche fällt. Sie besteht aus diffuser und direkter Einstrahlung. Bei senkrechter Einstrahlung beträgt sie ca. $1000\text{W}/\text{m}^2$. In Deutschland beträgt die pro Jahr eingestrahelte Energie $1000\text{ kWh}/\text{m}^2$. Am Äquator sind es $2200\text{ kWh}/\text{m}^2$.
Halbleiter	Dies ist ein Festkörper, der zwischen dem Valenzband und dem Leitungsband eine Bandlücke besitzt. In dieser Lücke dürfen sich keine Ladungsträger aufhalten. Durch Dotierung lässt sich die Leitfähigkeit beeinflussen. Bei der Absorption von Licht werden dann Elektronen aus dem Valenzband in das Leitungsband angeregt. Es entstehen Elektronen-Loch-Paare.
Laminat	Werkstoff, der zur Kapselung (witterungsbeständiger Schutz) von Modulen dient, z.B. EVA oder Tedlar. Beim Laminieren wird das Modul in durchsichtige Folien eingeschweißt.
Monokristalline Zelle	Aus hoch reinem Silizium wird ein Siliziumstab gewonnen, der in Scheiben (Wafer) gesägt wird. Diese werden dann in weiteren Prozessschritten zu Zellen verarbeitet. Das Verfahren ist recht teuer, garantiert aber einen hohen Wirkungsgrad.
Nennleistung	Maximale elektrische Leistung (Spitzenleistung, gemessen in W bzw. W_p) von PV-Anlagen bzw. -modulen. Multipliziert mit dem spezifischen Jahresertrag (in kWh pro kW) ergibt sich daraus die elektrische Arbeit, die jährlich durch diese Anlage bereitgestellt werden kann.
Photovoltaik	Teilgebiet der Elektronik, das sich mit den an Sperrschichten auftretenden Spannungen befasst (z.B. bei Solarzellen). In Solarzellen aus Halbleitermaterialien (meist Silizium) werden durch absorbiertes Licht freie Ladungen erzeugt. Diese bewirken in der Zelle eine elektrische Spannung, so dass Gleichstrom durch einen angeschlossenen Verbraucher fließt.
Polykristalline Zellen (oder multikristalline Zellen)	Flüssiges Silizium wird in Blöcke gegossen, kühlt ab und verschiedene Kristallstrukturen entstehen. Diese Kristalldefekte mindern den Wirkungsgrad der Zelle andererseits ist das Verfahren kostengünstiger als die Herstellung von monokristallinen Zellen.



PV-Anlage	Eine Anordnung von miteinander verbundenen Elementen wie PV-Modulen und Wechselrichtern, die zusammen als Stromerzeugungsanlage funktionieren. Die Nennleistung der Anlage entspricht der Summe der Nennleistungen der darin enthaltenen Module.
PV-Modul	mehrere in Reihe geschaltete Solarzellen ergeben ein PV-Modul. Durch diese Verschaltung wird erreicht, dass sich die kleinen Spannungen der einzelnen Zellen addieren und so die allgemein übliche Nennspannung des Moduls bei 12V liegt. Bypass-Dioden verhindern bei Verschattung einer oder mehrerer Zellen, dass das gesamte Modul keine Spannung liefern kann. In Glas oder Kunststoff (transparentes Ethylen-Vinyl-Acetat) eingebettet und mit Aluminium- bzw. Edelstrahlrahmen eingefasst sind die Module vor Umwelteinflüssen geschützt.
Silizium	Grundmaterial für die moderne Halbleiterindustrie, sowie für Solarzellen. Silizium ist das zweithäufigste Element der Erdkruste und wird aus Quarzsand gewonnen.
Solarzelle	In der Solarzelle findet die direkte Umwandlung von Licht in elektrische Energie statt. Monokristalline Solarzellen bestehen aus einem einzigen Siliziumkristall; polykristalline Solarzellen, die in der Herstellung wesentlich billiger sind, hingegen aus sehr vielen kleinen Kristallen. Amorphe Solarzellen, bei denen die Siliziumatome nicht in kristalliner Form, sondern willkürlich angeordnet sind, finden vor allem bei Kleingeräten wie Uhren oder Taschenrechnern Verwendung. Daneben befinden sich andere Solarzellen, die nicht auf Silizium basieren in der Entwicklung bzw. sind bereits kommerziell verfügbar.
Wafer	hauchdünne Siliziumscheiben, welche aus einem Siliziumblock oder Einkristall gesägt werden, um im folgenden Prozessschritt zu Solarzellen verarbeitet zu werden.
Wattpeak	Die Spitzenleistung eines Solarmoduls oder einer Solarzelle wird in Wattpeak (Wp) angegeben. Das entspricht der elektrischen Leistung, die erreicht wird, wenn Solarstrahlung mit 1.000 W/m^2 senkrecht auf das Modul trifft und die Temperatur der Solarzellen bei 25° C gehalten wird.



Wechselrichter

(auch DC-AC-Konverter genannt) sind das Bindeglied zwischen Gleich- und Wechselstromtechnik. Der Wechselrichter verbindet die PV-Anlage mit dem öffentlichen Stromnetz. Er wandelt den erzeugten Gleichstrom der PV-Anlage in den notwendigen Wechselstrom zur Einspeisung in das Netz um. Der Wechselrichter übernimmt daneben zumeist die gesamte Überwachung der Netzeinspeisung der Anlage und speichert die Betriebsdaten.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines PV-Moduls gibt das Verhältnis von erzeugter elektrischer Energie zur einfallenden Strahlungsenergie der Sonne an und hängt vom verwendeten Zelltyp ab.



14 Quellen

- [Aichberger et al. 2003] Aichberger, v. S.; Kreuzmann, A.: Multi-Kulti auf den Dächern – Marktübersicht Solarmodule; Photon, Aachen, Feb. 2003, S. 62 – 79
- [Aves 1997] Aves - Aktion für vernünftige Energiepolitik Schweiz (AVES): Photovoltaische Kraftwerke: Sonnen- und Schattenseiten der Sonnenenergie, Bulletin Nr.:36, (<http://www.aves.ch/bulletin.htm>), Wald/Schweiz, 1997
- [AVV 2001] Verordnung über das europäische Abfallverzeichnis vom 10. Dezember 2001. BGBl I 2001, 3379.
- [Bechberger et al. 2003] Bechberger, M. ; Körner, S.; Reiche, D.: Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt; FFU-Report 01-2003, Berlin, 2003, 50 S.
- [Becker et al. 2001] Becker, G.; Kiefer, K.; Hoffmann, V.: Langzeiterfahrungen mit netzgekoppelten PV-Anlagen; 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz Tagungsband, März 2001, S. 320 – 327
- [Bernreuter 2003a] Bernreuter, J.: Ein brutaler Markt; Photon, Aachen, Jan. 2003, S. 12 - 16
- [Bernreuter 2003b] Bernreuter, J.: Thermal recycling of modules, Photon International, Aachen, Aug. 2003, S. 14 - 16
- [BFE 2003] Programm Photovoltaik Ausgabe 2003 - Überblicksbericht 2002, Bundesamt für Energie BFE, Bern/Schweiz, 2003
- [BINE 1999] BINE-Bildungsinfo: Photovoltaik; Fachinformationszentrum Karlsruhe, Bonn, 1999
- [BMU 2003] Eckpunkte künftiger Rechtsvorschriften zu Elektro- und Elektronik-Altgeräten in Deutschland, April 2003
- [BMU 2003a] Aktuelle Themen der Abfallpolitik. Rede des Staatssekretärs Baake beim 15. Kasseler Abfallforum, 8. April 2003. www.bmu.de/reden/rede_baake030408.php
- [BMU 2003b] Produktverantwortung als Chance für die Recyclingwirtschaft. Rede der parlamentarischen Staatssekretärin Wolf beim 6. Internationalen Altpapiertag des bvse, Bonn, 21. März 2003. www.bmu.de/reden/rede_wolf030321.php



- [BMU 2003c] Elektro- und Elektronik-Altgeräte – Fachinfo – Gesetzgebung EU.
http://www.bmu.de/de/800/js/sachthemen/abfallwirtschaft/bmu_stadt/elektro/detail/elektro_gesetz_eu/ vom 17.07.2003.
- [BMU 2003d] Hintergrundpapier: Umweltverträgliche Beseitigung von gewerblichen Siedlungsabfällen und bestimmten Bauabfällen. Gewerbeabfallverordnung.
- [BMU 2003e] Hintergrundpapier: Bundesregierung stärkt umweltverträgliche kommunale Abfallentsorgung
- [BMU 2003f] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwurf eines Gesetzes für den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-AusbauG), Stand 12. August 2003, veröffentlicht unter http://www.bmu.de/de/1024/js/download/b_2_eeg_fliesstext/
- [Bohland et al 1998] Bohland, J.; Dapkus, T.; Kamm, K.; Smigielski, K.: Photovoltaics as Hazardous Materials; The Recycling Solution; Solar Cells Inc., Toledo, Ohio, USA, 1998 (p. 716 – 719 „Thin Film Cells and Technologies“)
- [Bohland et al 2000] Bohland, J.; Anisimov, I.: United States Patent „Recycling Silicon Photovoltaic Modules“; Patent Number 6,063,995; May 16, 2000
- [BP-Solar 2001] BP-Solar: Photovoltaik Module - Dünnschicht amorphe Module, (www.bpsolar.de), o. O., o.J.
- [BP-Solar 2002] BP-Solar: Module Recycling Information Sheet; BP-Solar International 2002
- [BP Solar 2003] Persönliche Mitteilungen von Frau Hiilbig, Firma BP Solar, Hamburg, Juli - September 2003.
- [Brust 2003] Persönliches Gespräch mit Herrn Brust, Fa. Krempel, 24.06.2003
- [Busch 2003] Busch, P-O.: Die Diffusion von Einspeisevergütungen und Quotenmodellen: Konkurrenz der Modelle in Europa; FFU-Report 03-2003, Berlin, 2003, 58 S.
- [Butz 1999] Butz, C.: Photovoltaik am Ende des 20. Jahrhunderts: Markt, Akteure und Chancen einer nachhaltigen Industrie; Sarasin Studie, Aug. 1999
- [Butz 2001] Butz, C.: PV 2001 – Markt, Akteure und Prognosen; Sarasin Studie, Nov. 2001
- [Butz 2002] Butz, C.: PV 2002 – Markt, Akteure und Prognosen; Sarasin Studie, Aug. 2002



[Camani et al. 1998] Camani, M.; Cereghetti, N.; Chianese, D.; Rezzonico, S.: How long does my PV-Plant last?; University of Applied Sciences of Southern Switzerland (SUPSI), 1998, ([lee.dct.supsi.ch/pv/publications/Eurosun98/plants.doc](http://www.lee.dct.supsi.ch/pv/publications/Eurosun98/plants.doc))

[Clavadetscher et al. 2001] Clavadetscher, L.; Nordmann, T.: Experiences from Long-term PV Monitoring in Switzerland; TNC Consulting AG, Switzerland, Okt. 2001

[Dittes 2001] DITTES, M.: FED Konferenz 2001, Tutorial Design und Fertigung bleifreier Elektronik, Aschaffenburg, 2001

[Dens 2003] Dens: Persönliche Mitteilung zu Materialzusammensetzung, Wertstoff-/Schadstoffanteile und Marktanteile von PV-Modulen, Alfasolar, Hannover, 2003

[DOE 2001] High-Throughput Vacuum Processing for innovative Uses of Glass; Glass Project Fact sheet. Office of Industrial Technologies; Energy efficiency and Renewable Energy; U.S. Department of Energy, Washington, September 2001

[DOE 2003] About Photovoltaics – Solar Cell Materials.
<http://www.eere.energy.gov/pv/thinfilms2.html>

[Ehrhard 2003] Ehrhard, H.: Persönliche Mitteilung zu Lebensdauer, Materialzusammensetzung und Wertstoff-/Schadstoffanteile von PV-Modulen; Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme, Freiburg, 2003

[ElGreen 2001] Final Report Project ElGreen: Organising a Joint European Green Electricity Market; 5th Framework EU-Project, Wien, 2001, 120 S.

[Engelenburg et al 1995] Engelenburg, B.C.W. van; Alsema, E. A.; Schropp, R. E. I.: Recycling of a-Si Solar Cells, presented at the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, 23 – 27 October 1995

[EurObserv'ER 2002] EurObserv'ER N° 149: Le baromètre du solaire photovoltaïque: 39,2 % de croissance en 2001. Juni 2002 (www.energies-renouvelables.org)

[EurObserv'ER 2003] EurObserv'ER N° 154: Le baromètre du solaire photovoltaïque: 33,3 % de croissance en 2002. April 2003 (www.energies-renouvelables.org)

[Fishedick / Nitsch 2002] Fishedick, M.; Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Climate-Change-Veröffentlichung, Hrsg.: Umweltbundesamt, Berlin, Juni 2002. *Dazu: Datenblätter zur Prognose der Entwicklung der installierten PV-Leistung als persönl. Mitteilung von Dr. Nitsch, Oktober 2003*

[Frisson et al 2000] Frisson, L.; Lieten, K.; Declercq, K.; Szlufcik, J.; De Moor, H.; Goris, M.; Benali, A.; Aceves, O.: Recent Improvements in Industrial PV Module Recycling. Paper to the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1-5 May 2000, Glasgow, UK



[Gegenwart 2003] Persönliche Gespräche mit Herrn Dr. R. Gegenwart von der First Solar GmbH, Juli - September 2003.

[Giese et al 2003] Giese, L. B.; Weimann, K.; Loge, K.: Thin Film PV-Modules (CIS and CdTe) – Wet Processing and Recycling; Proceedings of the First International Exergy, Energy and Environment Symposium, 13 – 17 July, Izmir, Turkey

[Greenpeace 2001] Greenpeace: Solar Generation; Greenpeace / EPIA Solar-Projekt; Okt. 2001, (www.greenpeace.de)

[Harant 2002] Harant, Manfred: Umweltrelevante Inhaltsstoffe in Elektro- und Elektronikgeräten; Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, Augsburg, April 2002

[Hebling, C. et al] Hebling, C.; Wettling, W.: Dünnschicht-Solarzelle aus kristallinem Silicium mit 19,0 % Wirkungsgrad, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie, <http://www.aee.at/verz/artikel/pv16.html>, o. O., 1997

[Hermann 2003] Hermann, W.: Persönliche Mitteilung zu Testzyklen bei der Zertifizierung von Photovoltaikmodulen, TÜV Rheinland, Köln, März 2003

[Hirschl et al. 2000] Hirschl, B.; Zapfel, B.; Ochse, J.; Roth, W.; Hoffmann, V.; Laukamp, H.: Machbarkeitsstudie für neue Umweltzeichen für die Produktgruppen: Photovoltaische Produkte und Anlagen; Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH (IÖW), Heidelberg, 2000

[Hirschl et al. 2002] Hirschl, B.; Gapp, O.; Thierfelder, B.: Die deutsche Photovoltaik-Industrie - Branchenreport 2002, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH (IÖW), Berlin, 2002

[Hütter 2003] Hütter, B.: Photovoltaik – und Solarthermieranlagen - Aufbau, Verwendung, Verwertung und Entsorgung; Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, Augsburg, 2003, (www.bayern.de/lfu/abfall/index.html)

[IEA 2002] International Energy Agency (IEA): Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries between 1992 and 2001. Report IEA – PVPS T1 – Nov. 2002 (www.oja-services.nl/iea-pvps/products/download/rep1_11.pdf)

[Internet 2003] Internetrecherche Datenblätter von PV Modulen auf den Web-Seiten der Hersteller, Leipzig, März 2003

[Kazuhiko 2000] Kazuhiko K.: Energy Resource Saving and Reduction in GHG Emissions by PV Technology – Values in the present and added value in the future; Workshop on added value of PV Systems, Glasgow, May 2000

[KfW 2000] KfW: Jahresbericht 1999: 100.000 Dächer Solarstrom-Programm - Statistische Kennzahlen für das Jahr 1999, Frankfurt, 2000



- [KfW 2001] KfW: Jahresbericht 2000: 100.000 Dächer Solarstrom-Programm - Statistische Kennzahlen für das Jahr 2000, Frankfurt, 2001
- [KfW 2003] KfW: Jahresbericht 2001: 100.000 Dächer Solarstrom-Programm - Statistische Kennzahlen für das Jahr 2001, Frankfurt, Februar 2003
- [KfW email 1999-2003] KfW (Hrsg.): Kredit-Zusagestatistik zum 100.000-Dächer-Programm. Monatliche e-mail-Mitteilung, Frankfurt, 1999 – 2003.
- [Körnig 2003] Körnig, Carsten (Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft): Persönliche Mitteilung im Rahmen eines Projektgespräches, Berlin, Februar 2003.
- [Liebert 2003] Liebert: Persönliche Mitteilung zu Marktanteilen von PV-Modulen, IBC-Solarex, Bad Staffelstein, März 2003
- [Luther 2001] Luther, L.; Photovoltaik - Strom aus Sonnenenergie, (Solares Bauen), Technologie und Markt, (www.ise.fhg.de/german/events), Freiburg, 2001
- [Malmquist 2003] Malmquist, D.: Persönliche Mitteilung zu Materialzusammensetzung und Marktanteilen von PV-Modulen, Solon, Berlin, März 2003
- [Odden et al 2003] Odden, J. O.; Egeberg, P. K.: Thermal Decomposition of Silane; Adger University College, Kristiansand, Norway; 16.02.03
- [Powalla et al 2001] Powalla, M.; Klingebiel, M.: Dünnschichtsolarzellen, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie, <http://www.aee.at/verz/artikel/pv35.html>, o. O., 2001
- [Räuber et al. 2002] Räuber, A.; Wettling, W.: Die PV-Szene Heute – Technologie, Industrie, Markt; 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz Tagungsband, März 2002, S. 260 – 270
- [Räuber et al. 2003] Räuber, A.; Warmuth, W.: Zeitreihen zur Photovoltaik (Netzgekoppelte Systeme und Inselsysteme in Deutschland seit 1990); persönl. Mitteilung, Freiburg, März 2003.
- [Realini et al. 2001] Realini, A.; Bura, E.; Cereghetti, N.; Chianese, D.; Rezzonico, S.: Study of a 20-year old PV-Plant (MTBF-Project); University of Applied Sciences of Southern Switzerland (SUPSI), 2001, ([lee.dct.supsi.ch/pv/publications/munich2001/-0A7.1.pdf](http://www.lee.dct.supsi.ch/pv/publications/munich2001/-0A7.1.pdf))
- [Rofin 2002] Structuring of Photovoltaic Cells: Laserlight: More Efficiency in the Solar Technology, Presseinformation auf der Internationalen Industrie Messe, Hannover, April 2002



[RoHS 2003] Richtlinie 2002/95/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Januar 2003 zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten, Amtsblatt der Europäischen Union, L 37/19; 13.02.2003

[Sakuta et al 1998] Sakuta, K.; Otani, K.; Murata, A.; Unagida, H.; Kurokawa, K.: Attempt to Recover Silicon PV Cells from Modules for Recycling; Preprint for the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, 1998

[Schindler 2003] Schindler, A.: Persönliche Mitteilung zu Materialzusammensetzung, Wertstoff-/Schadstoffanteile, Rücknahmeregelungen, Montagesysteme, Garantie, Lebensdauer und Marktanteile von PV-Modulen, Würth Solar, Marbach am Neckar, März 2003

[Schlicker 2003] Schlicker: Persönliche Mitteilung zu Marktanteilen von PV-Modulen, Pro Solar (Vertrieb BP-Solar), Ravensburg, März 2003

[Schmela et al. 2001] Schmela, M.; Kreuzmann, A.: Marktwachstum gewinnt an Fahrt; Photon, Aachen, April 2001, S. 12 - 14

[Schmela et al. 2002] Schmela, M.; Siemer, J.: Noch besser als erwartet; Photon, Aachen, April 2002, S. 32 - 34

[Schmela 2003] Schmela, M.: Fast ein Gigawatt; Photon, Aachen, Jan. 2003, S. 72-73

[Schmidhuber 2003] Schmidhuber, H.: Persönliche Mitteilung zu Lebensdauer, Materialzusammensetzung und Wertstoff-/Schadstoffanteile von PV-Modulen; Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme, Freiburg, 2003

[SHARP 2003] Persönliche Mitteilung von Herrn Sebastian Stiegler, SHARP GmbH Europe, Hamburg Oktober 2003.

[Siemer 2003 a] Siemer, J.: Jetzt geht 's los; Photon, Aachen, Feb. 2003, S. 10 – 15

[Siemer 2003 b] Siemer, J.: Strom aus Freilandhaltung. Liegt die Zukunft der Photovoltaik auf der grünen Wiese? Photon, Aachen, März 2003, S. 42 – 46.

[SolarEnergy 2003] „SolarEnergy“, Welt-Messe zu regenerativen Energien, Berlin, 9. Mai 2003

[Trinkert 2003] Zentralverband des deutschen Dachdecker-Handwerks, persönl. Mitteilung von Fr. Trinkert, Köln, März 2003



[Universität Leipzig 2003] „Netzwerk Innocis bringt Entwicklung flexibler Dünnschicht-Solarzellen voran“; Pressemitteilung der Universität Leipzig; 09.09.2003

[Urbschat 2002] Urbschat, C.: Sonnenaufgang über Südeuropa – Marktanalyse für Solarthermie und Photovoltaik; EW Jg. 101 (2002), Heft 25, S. 42 – 46

[UVS 2003] Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e. V. (UVS): Photovoltaik 2003: Nachfrage steigt um 250 Prozent. In: UVS-intern 2003-09-11, e-mail-Meldung September 2003.

[VDEW 2002] VDEW Statistiken: Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien; Verband der Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt, 2002

[Wambach 2002] Wambach, K.: Recycling von Solarmodulen und Solarzellen – Rückgewinnung von Silizium und Verbindungshalbleitern; Deutsche Solar AG Freiberg, 2002

[Wambach 2003] Wambach, K.: Persönliche Mitteilungen zu thermischen Trennverfahren, chemischer Aufbereitung, PV-Nutzungsdauern, Garantie, Qualität und Zukunftsprognosen; persönl. Mitteilung (Projektgespräch und schriftliche Mitteilung), Freiberg/Hamburg, Januar – September 2003

[Warburg et al 2000] Warburg, N.: Recycling of photovoltaic systems – aims and roads; IKP, Uni Stuttgart, 2000/2001

[WEEE 2003] Richtlinie 2002/96/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Januar 2003 über Elektro- und Elektronikaltgeräte; Amtsblatt der Europäischen Union, L 37/24. 13.02.2003

[Weihenstephan o. J.] Fachhochschule Weihenstephan, THEMA: Photovoltaik, (http://www.shbafs.bayern.de/ueberuns/abteilungen/ab_elektro/ab_elektro_body.htm), Weihenstephan, o.J.

[Weithöner 2003] Weithöner, H.: Aus alten Zellen neue machen – Deutsche Solar steigt in Freiberg in das PV-Recycling ein; Sonnenenergie, Berlin, März 2003

[Zanger 2003] Arbeitsgemeinschaft Ziegeldach, persönliche Mitteilung von H. Zanger, Bonn, März 2003

[Zuber 2001] ZUBER, K.-H. et al.: Bleifreie Elektronik: Weltweite Anstrengungen zur Substitution, Teil 1 in: ELEKTRONIK, o. O.2001

15 Anhang

Tabelle 22: Überblick Behandlungsverfahren PV-Module

	Verfahren (Modultyp)	Fractionen Output	Stärken	Schwächen	Status	Wo/Wann/Wer	
Chemische Verfahren	Generelle Merkmale	Silizium-Wafer; Glas; gebrauchte Chemikalien; Halbleiter	Silizium/Halbleiter: Marktwert	Entsorgung Chemikalien	Für Verbund kristallines Si-EVA-Glas als nicht durchführbar erachtet Für Dünnschichtmodule z. Zt. in USA im Pilotbetrieb (First Solar)		
	Beispiele	Organische Lösemittel (kristallin)	-	-	EVA bildet Blasen und löst sich nicht vollständig ab bzw. führt zu Zellbruch; lange Zyklusdauer (Lösemittel diffundieren langsam)	Versuche mit Verbund kristalline Silizium-Zelle + EVA + Glas im kleinen Maßstab	Japan [Sakuta et al 1998]
		Salpetersäure (kristallin)	Silizium-Wafer; Glas	EVA-Folie kann ohne Schaden für Zelle zersetzt werden: Rückgewinnung ganze Silizium-Zelle (ohne Oberflächenelektroden, da diese beim Prozess zerstört werden)	Entsorgung Salpetersäureabfälle (Einsatz großer Mengen); Behandlung NO ₂ -Gase und N-haltige Abwässer: höherer Energiebedarf + hohe Kosten; funktioniert nur für bestimmte Kunststoffe (z. B. nicht für Acrylate)	Versuche mit Verbund kristalline Silizium-Zelle + EVA + Glas	Japan [Sakuta et al 1998] [Frisson et al 2000]
		Schwefelsäure (Dünnschicht)	Tellur, Cd-angereicherter Metallschlamm, Glasbruch, EVA	Tellur: Marktwert; Cd: Metallverhütung/Einsatz bei NiCd Batterie-Prod.; Glas: Marktwert	Entsorgung Chemikalien, Stäube bei Mahlvorgang	Pilotanlage mit 1 MW/a Kapazität (zur Zeit nicht ausgelastet = Kosten)	USA [Bohland et al 1998]

	Verfahren (Modultyp)	Fractionen Output	Stärken	Schwächen	Status	Wo/Wann/Wer	
Thermische Verfahren	generelle Merkmale	Silizium-Wafer; Glas; Schlacke; Metall; gebrauchte Chemikalien	Rückgewinnung Silizium-Wafer (Qualität/Effizienz Zurückgewonnener Zellen mit Originalzellen vergleichbar)	Hoher Energiebedarf; Emissionen; Abgasbehandlung; Abfälle	Zur Zeit eine Pilot-Anlage im Versuchsbetrieb für Trennung kristalline Module in Europa		
	Beispiele	Pyrolytische Trennung (z. Zt. Für kristalline Module)	Glas; Silizium-Wafer, Silizium-Bruch; Füllstoffrückstände; Metalle (gelöst); Rückstände RGR; gebrauchte Chemikalien	Silizium-Wafer: Marktwert; Silizium-Bruch: Schmelze/Marktwert; Glas: Marktwert; Prozess insgesamt gewinnbringend	Einsatz Chemikalien; Emissionen (Fluoride aus Rückseitenfolie); hoher Energiebedarf	Versuchsbetrieb seit Juni 2003; einziges zur Zeit laufende Verfahren zur Trennung von kristallinen Modulen (Behandlung Dünnschicht angestrebt)	Deutsche Solar AG, Freiberg (läuft) [Wambach]
		Wirbelschicht (für kristalline Module)	Solarzellen; Glas	Silizium-Wafer: Marktwert; Glas: Marktwert	Hoher Energiebedarf; Einsatz Chemikalien, Entsorgung verunreinigter Sand; Staub	Pilotreaktor; Verfahren kommt für BP Solar nicht in Frage (zu geringe Mengen; für große, marktübliche Module nicht geeignet)	2000 EU-Projekt BP Solar AG
Mechanisch	Beispiel	Mechanisch (Dünnschicht)	Metall (Halbleiter), Glas, Kunststoffe	Recycling wertvoller Halbleiter, Glas: Marktwert; kein Einsatz von Chemikalien	Kontaminierter Sand; gefährliche Stäube während des Prozesses	Pilotverfahren (Projekt startet gerade)	BAM 2003
		Verwertung im Verbundglasrecycling	Glas; Kunststoffrückstände; Metalle	Mechanische Trenntechnik ohne Nebenprodukte, die zusätzlich entsorgt werden müssen;	Downcycling; Si-Einschluss führt zu Glasfehler; Gehalte an Si, Cu, Pb + Kunststoff problematisch für Einsatz Recyclat in Glasprod.	Versuche mit kristallinen Modulen unt. Hersteller (ohne Rahmen/Dose) in einer Verbundglas-Recyclinganlage	Wambach 1998

Tabelle 23: Zusammenfassender Überblick der Ergebnisse

Stoffbezogene Anforderungen an PV-Module und deren Entsorgung in Deutschland			
PV-Module auf Basis von	Kristallines Silizium	Amorphes Silizium	Cadmiumhaltige Dünnschicht
Abfallaufkommen 2002 2010 2040		290 t 1.110 t 33.500 t	
Ökologische Relevanz	Ressourcen: Glas + Metall (mengenrelevant), Silizium (Wertstoff); Schadstoffe: Blei (in Loten + Verbindern)	Ressourcen: Glas + Metall (mengenrelevant); Schadstoffe: Blei (in Loten + Verbindern)	Ressourcen: Glas + Metall (mengenrelevant); Schadstoffe: Blei (in Loten + Verbindern); Cadmium (als CdTe oder CdS)
Anforderungen an die Produkte	Trennbarkeit Si; Substitution Pb	Reduzierung Si-Menge	Substitution Cd, Pb
Stoffliche Ziele der Entsorgung	Möglichst hochwertige Verwertung Silizium	Möglichst hochwertige Verwertung Glas + Metall	Geschlossene Kreislaufführung Cd bzw. vollständige Zuführung zu Senken + Rückführung Halbleiterelemente
• Anforderungen an die Sammlung/Erfassung	Möglichst vollständig; getrennt; zerstörungsfrei	Mit ähnlichen Materialströmen	Möglichst vollständig; getrennt; zerstörungsfrei
• Anforderungen an die Behandlung	Separation Si, Glas, Metall, verzinnte Cu-Leiterbahnen	Separation Glas, Metall	Separation Cd, Glas, Metall, verzinnte Cu-Leiterbahnen
• Anforderungen an die Verwertung	Wiederverwendung/Wiederverwertung Si; Verwertung Glas, Metall	Verwertung Glas, Metall	Ausschleusung Cd; Wiederverwertung Halbleiter; Verwertung Glas, Metall
Mögliche Entsorgungswege	<ul style="list-style-type: none"> Zerstörungsfreie + getrennte Erfassung Demontage/Trennung Wafer von übrigen Materialien Aufbereitung für Wiederverwertung 	<ul style="list-style-type: none"> Verwertung Glas + Metall 	<ul style="list-style-type: none"> Cadmium getrennt erfassen Demontage von Glas + Metall Aufbereitung zur Aufkonzentrierung Cd
• praktische Umsetzung	Thermisches Verfahren der Deutschen Solar AG (derzeit Versuchsbetrieb); ökonomisch profitabel	Behandlung gemeinsam mit ähnlich zusammengesetzten Abfällen (z. B. Bauschutt)	Keine Anlage in Europa verfügbar; Aufbereitung mit anderen Cd-haltigen Stoffströmen

Stoffbezogene Anforderungen an PV-Module und deren Entsorgung in Deutschland

PV-Module auf Basis von	Kristallines Silizium	Amorphes Silizium	Cadmiumhaltige Dünnschicht
Empfehlungen			
1a) Aufnahme WEEE <ul style="list-style-type: none"> • Quoten Aufnahme RoHS <ul style="list-style-type: none"> • Anhang 	<u>Demontagepflicht</u> verzinnte Kupferbandverbinder Instrument kann <u>getrennte Erfassung und Verwertung</u> unterstützen. Quoten aufgrund Metall- und Glasanteil erreichbar (Verwertung Silizium jedoch dadurch nicht unterstützt) <u>Substitution</u> bleihaltige Lote möglich: keine Aufnahme in Anhang RoHS Aufnahme Anhang RoHS: Bleifritten	<u>Demontagepflicht</u> verzinnte Kupferbandverbinder Instrument kann Erreichen <u>ökologischer Ziele</u> unterstützen (Material ähnlich Kategorie 5 „Beleuchtungskörper“) <u>Substitution</u> bleihaltige Lote möglich: keine Aufnahme in Anhang RoHS	<u>Demontagepflicht</u> verzinnte Kupferbandverbinder <u>Demontage-</u> + <u>Separationspflicht</u> Cd-haltige Komponenten Instrument kann <u>getrennte Erfassung und Verwertung</u> unterstützen. Quoten aufgrund Metall- und Glasanteil erreichbar (Zuführung Cadmium zu Senken jedoch dadurch nicht unterstützt) <u>Substitution</u> bleihaltige Lote möglich: keine Aufnahme in Anhang RoHS Aufnahme CdTe-/CdS- Schicht in Anhang RoHS
1b) Aufnahme WEEE/RoHS mit Modifikationen	Erweiterung <u>Demontagepflicht</u> auf Separation Wertstoffe (Silizium) Einführung <u>stoffbezogener Quoten</u> (Si) + Verfahrensfaktoren für Verwertung		Einführung <u>Rückführungsquote</u> + Nachweis Senkenzuführung
2) Nationale Regelung: Gewerbeabfallverordnung	<u>Getrennthaltungspflicht (Glas + Metall); allgemeine Verwertungsquote von 85 %</u>		
	<u>ASN 20 01 36</u> (Elektronikschrott aus Gewerbe) <u>ASN 16 02 14</u> (Elektronikschrott nicht-gewerblich) Verwertungsquote geeignet für Glas + Metall – allerdings geht dabei Wertstoff Silizium verloren	<u>ASN 17 02 02</u> (Bauschutt – Glas): nach Demontage Metall Verwertungsquote geeignet für Glas + Metall	<u>ASN 20 01 35*</u> (büA Elektronikschrott aus Gewerbe) <u>ASN 16 02 13*</u> (büA Elektronikschrott nicht-gewerblich) Verwertungsquote nicht anwendbar, da Getrennthaltung von anderen Fraktionen aufgrund Schadstoffgehalt
3) Selbstverpflichtung Industrie	Grundsätzlich als vorläufige Lösung geeignet; Voraussetzung: klar definierte + anspruchsvolle Ziele; effizientes Monitoring Problem: lange Lebensdauer Geräte; Hersteller wenn Module als Abfall anfallen mglw. nicht mehr am Markt Lösung: Generationenmodell (aktuell am Markt befindliche Hersteller finanzieren Entsorgung historische Alt-Geräte)		