

2 Technologische und ökonomische Rahmenbedingungen

Im Sinne eines ganzheitlichen Systemverständnisses ist eine Auseinandersetzung mit den technologischen und ökonomischen Rahmenbedingungen der Photovoltaiktechnologie und des Konzepts der Verwertung von Produktrückläufern sowie der integrierten Sichtweise von Kreislaufwirtschaftsmodellen nötig.

2.1 Technologie der Energieerzeugung aus solarer Strahlung

Jährlich treffen auf die Erde 1.083 EWh von der Sonne emittierte Globalstrahlung (Resch et al., 2008). Um sich diese Energiemenge direkt zunutze zu machen, existieren verschiedene Technologien. Die prominentesten Vertreter sind dabei die Solarthermie und die Photovoltaik.

2.1.1 Solarthermie

Bei der Solarthermie wird die eintreffende Strahlung zunächst in thermische Energie umgewandelt. Dies kann sowohl mit als auch ohne Bündelung der Strahlung durch Linsen oder Spiegel erfolgen. Die resultierende thermische Energie kann einerseits zur Heizung oder Warmwasseraufbereitung, also als Wärmeenergie, direkt genutzt werden. Anwendungsgebiete hierfür sind vor allem im Gebäudesektor zu finden. Andererseits kann sie in elektrische Energie umgewandelt werden.

Solarthermische Kraftwerke werden hauptsächlich in vier verschiedene Typen unterschieden. Parabolrinnenkraftwerke wandeln die Strahlung in thermische Energie um, indem parabolförmige verspiegelte Rinnen das Sonnenlicht auf eine Rohrleitung konzentrieren, in der ein Wärmeträger auf knapp 400 °C erhitzt wird. Ähnlich funktionieren Fresnel-Kraftwerke. Hier wird die Konzentration des Sonnenlichts auf eine Rohrleitung durch lange, dünne, nicht gewölbte Spiegel erreicht, die nach dem Prinzip einer Fresnel-Linse angeordnet sind. Da die Herstellung gewölbter Spiegel deutlich teurer als die Herstellung planer Spiegel ist, hat diese Technologie einen entscheidenden ökonomischen Vorteil gegenüber den Parabolrinnenkraftwerken (Mills, 2004). Solare Turmkraftwerke bündeln das Sonnenlicht durch eine Vielzahl von Spiegeln, die der Sonne nachgeführt werden, sogenannte Heliostate, auf einen einzigen Absorber, Receiver genannt. Dort wird

ein Wärmeträger auf Temperaturen bis zu 1.100 °C erhitzt. Diesen drei Typen gemeinsam ist der konventionelle Kraftwerksprozess, der mit der gewonnenen thermischen Energie stattfindet. Mittels Wärmetauscher wird Dampf erzeugt, der eine Dampfturbine antreibt, die wiederum die aus der thermischen Energie gewonnene mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Beim Dish-Stirling Kraftwerk dagegen wird für die Umwandlung in elektrische Energie ein Stirling-Aggregat verwendet. Die nötige thermische Energie wird durch die Konzentration des Sonnenlichts mittels Paraboloidspiegeln auf einen Absorber erzeugt. Die Paraboloidspiegel haben dabei einen Durchmesser, der über 20 Meter hinausgehen kann. Jeder der Spiegel kann mit eigenem Aggregat entweder autark betrieben werden oder es werden viele Spiegel zusammengeschaltet. Damit kann leicht skalierbar, dezentral oder zentral, Elektrizität erzeugt werden. (BINE Informationsdienst, 2008)

Prinzipiell besteht für den Bau der technischen Komponenten der Solarthermie keine nennenswerte Rohstoffbeschränkung, die nicht auch beim Bau von Generatoren konventioneller Kraftwerke anfällt. Lediglich die Spiegel werden teilweise mit Silber beschichtet, da dadurch höhere Wirkungsgrade durch höhere Reflexionsleistung erzielt werden können (Kalogirou, 2004). Allerdings kann durch Substitution mit Aluminium noch immer ein recht hoher Wirkungsgrad beibehalten werden. Eine detaillierte Übersicht zu Funktionsweise, Technologie und Anwendungsgebiet der Solarthermie findet sich beispielsweise bei Kalogirou (2004).

2.1.2 Photovoltaik

Im Gegensatz zur Solarthermie kann mit Photovoltaik elektrische Energie direkt aus der Sonnenstrahlung gewonnen werden. Dies geschieht durch den inneren Photoeffekt. In einem einzelnen Atom haben die Elektronen klar definierte Energiezustände, die aus den Elektronenbahnen resultieren. Bei größeren Festkörpern werden diese, aufgrund der vielen sehr nahe beieinander liegenden Niveaus, zu sogenannten Energiebändern. Energiebänder haben jeweils eine maximale Elektronenzahl, die sie aufnehmen können und werden von unten nach oben besetzt. Das letzte vollständig besetzte Band heißt Valenzband. Sofern es verbleibende Elektronen gibt, besetzen diese das nächste Band, welches das Leitungsband ist, da dort die Elektronen den nötigen Raum haben, um sich frei zu

bewegen. Elektronen in der Außenschale heißen Valenzelektronen und deren Anzahl wird durch die Hauptgruppe im Periodensystem der Elemente widergespiegelt. Um vom Valenzband ins Leitungsband zu gelangen, ist eine gewisse Energie nötig, die vom Abstand beider Bänder abhängt. Dieser Abstand hängt wiederum vom Material ab. Leiter haben entweder eine Elektronenzahl, bei der das Leitungsband nur teilweise besetzt ist, wodurch aufgrund der frei beweglichen Elektronen elektrische Leitung möglich ist, oder das Leitungsband ist zwar frei von Elektronen, überlappt aber mit dem Valenzband. Bei Isolatoren ist das Leitungsband frei von Elektronen und der Abstand zum Valenzband ist so groß, dass Elektronen nur sehr schwer ins Leitungsband angehoben werden können. Zusätzlich existieren Halbleiter. Hier ist das Leitungsband ebenfalls unbesetzt, liegt aber so nahe am Valenzband, dass es sehr einfach möglich ist ein Elektron hinauf zu heben. Wenn ein Elektron durch elektromagnetische Strahlung, also Photonen, nun so viel zusätzliche Energie erhält, dass es vom Valenzband ins Leitungsband angehoben wird, bezeichnet man dies als inneren Photoeffekt. Das nun freie Elektron mit negativer Ladung hinterlässt ein Loch, das zu positiver Ladung führt. Hat ein Photon weniger Energie als zum Überbrücken des Bandabstands nötig ist, kann das Elektron nicht angehoben werden. Besitzt es dagegen ausreichend Energie, kann der Bandabstand überbrückt werden. Halbleiter sind normalerweise Materialien mit vier Valenzelektronen, bei denen in einer Gitteranordnung mit vier Nachbarn pro Atom durch jeweilige gemeinsame Nutzung der Elektronen eine stabile Konfiguration mit acht Elektronen erreicht wird. Dies kann entweder ein einzelnes Element wie Silizium aus der IV. Gruppe des Periodensystems sein, oder eine Kombination von Elementen aus den anderen Gruppen, die im Mittel wieder zu vier Valenzelektronen führt. Dann spricht man von Verbindungshalbleitern. Beispielsweise entstammt Gallium aus der III. Hauptgruppe und Arsen aus der V. Hauptgruppe, womit Gallium-Arsenid im Mittel vier Valenzelektronen besitzt. Genauso wie CdTe mit Cadmium aus der II. Hauptgruppe und Tellur aus der VI. Hauptgruppe. Die verschiedenen möglichen Kombinationen stellen die Grundlage der auf unterschiedlichen Halbleitern basierenden Technologien dar. Halbleiter können dotiert werden, das heißt, es werden Stoffe hinzugefügt, die zu einem Elektronenüberschuss oder einem Elektronenmangel führen. Stammen die Stoffe aus der V. Hauptgruppe, besteht ein Überschuss an Elektronen, es liegt eine sogenannte n-Dotierung vor. Stammen die Stoffe dagegen aus der III. Hauptgruppe,

besteht ein Mangel an Elektronen, es liegt eine sogenannte p-Dotierung vor. Bringt man ein p-dotiertes und ein n-dotiertes Material zusammen, führt dies zu einem sogenannten pn-Übergang und die überschüssigen Elektronen wandern auf die Seite mit Elektronenmangel. An der Übergangszone geschieht dies besonders stark, wodurch es zu einer entgegengesetzten Spannung kommt, die einen kompletten Ausgleich verhindert und eine Raumladungszone bildet. Die entgegengesetzte Spannung zieht damit freie Elektronen in der Raumladungszone auf die Seite, in der ohnehin ein Überschuss an freien Elektronen besteht. Solch ein freies Elektron entsteht, wie oben beschrieben, durch Photonen, also eintreffendes Licht. Schließt man einen elektrischen Verbraucher an, können die Elektronen über diesen zurück in das Gebiet mit Elektronenmangel fließen und im Verbraucher wird elektrische Arbeit verrichtet. (Hagelüken & Meskers, 2010; Hirst, 2012; Quaschnig, 2015)

Im oben beschriebenen Prozess der Elektrizitätserzeugung aus Sonnenlicht kann nicht die komplette Energie, die auf eine Photovoltaikzelle einstrahlt, in elektrische Energie umgewandelt werden, da es im Grundaufbau einer Photovoltaikzelle zu intrinsischen Verlusten durch verschiedene Effekte kommt. Die Menge der resultierenden elektrischen Energie im Verhältnis zur eingestrahnten Energie gibt der Wirkungsgrad an. Der maximal mögliche Wirkungsgrad, das sogenannte Shockley-Queisser Limit, liegt bei 31 Prozent (Hirst, 2012). Die intrinsischen Verluste können aber durch verschiedene technische Möglichkeiten kompensiert werden. So erlaubt die „Stapelung“ mehrerer Photovoltaikzellen, die unterschiedliche Materialien als Halbleiter verwenden und damit jeweils auf einen bestimmten Bereich der Wellenlänge der Sonnenstrahlung ausgelegt sind, einen der Mechanismen für intrinsische Verluste zu umgehen. Die resultierenden Zellen werden als Multi-Junction-Zellen oder Stapelzellen bezeichnet. Maximal lässt sich mit einer idealen Drei-Junction-Zelle (auch Triplezelle genannt) ein Wirkungsgrad von 49,3 Prozent erreichen (Martí & Araújo, 1996). Eine ausführliche Diskussion zu Wirkungsgraden, physikalischen Grundlagen und Materialien von Photovoltaikzellen findet sich beispielsweise bei Dittrich (2014).

Technisch wird der Aufbau einer Photovoltaikzelle umgesetzt wie in Abbildung 1 dargestellt. An der Kontaktfläche von p-dotiertem und n-dotiertem Halbleiter bildet sich der pn-Übergang aus. Auf der Rückseite der Zelle wird eine elektrisch

leitende Schicht angebracht, der Rückseitenkontakt. Dieser wird häufig so ausgeführt, dass er Licht reflektiert, falls dieses auf dem Weg durch die Zelle noch kein Elektron angeregt hat. Auf der Vorderseite kann der Kontakt nicht flächig aufgebracht werden, da das Licht einfallen können muss. Deshalb besteht der Frontseitenkontakt aus Kontaktfingern, die einerseits möglichst schmal sein sollen, um eine große Lichteinfallfläche zu ermöglichen, andererseits aber nicht zu schmal sein dürfen, um die elektrische Leitung nicht zu stark zu beeinträchtigen. Die Kontaktfinger werden von Sammelschienen zusammengefasst, über die die freien Elektronen am Frontseitenkontakt „gesammelt“ werden. Verbindet man Frontseitenkontakt und Rückseitenkontakt durch einen Verbraucher, können die Elektronen über diesen zurück in das Gebiet mit Elektronenmangel fließen und verrichten im Verbraucher elektrische Arbeit. Bei Dünnschichtzellen unterscheidet sich der Aufbau im Wesentlichen in zwei Punkten. Zum einen werden die Halbleiter auf ein Trägermaterial aufgebracht, da sie alleine zu dünn wären, zum anderen handelt es sich bei den Frontseitenkontakten um eine transparente und gleichzeitig leitfähige Schicht. (Quaschnig, 2015; van Sark, 2012)

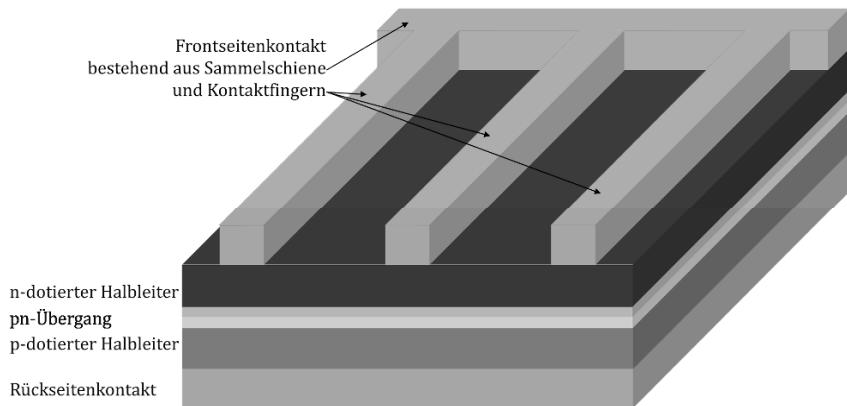


Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer Photovoltaikzelle²

Eine Zusammenfassung mehrerer Zellen in Reihe führt zu einer Spannungserhöhung. Um die einzelnen Zellen außerhalb des Labors einsetzen zu

² Nicht maßstabsgetreu.

können, müssen sie geschützt werden. Hierfür werden mehrere Zellen zu einem Modul zusammengefasst. Die zusammengefassten Zellen werden in eine Kunststoffschicht aus Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) laminiert. Auf der Vorderseite wird eine Glasscheibe aufgebracht, auf der Rückseite wird zum Schutz meist Kunststoff verwendet. Der Aufbau wird von einem Aluminiumrahmen eingefasst und mit einer Anschlussdose versehen. Je nach verwendeter Technologie, aber auch abhängig vom Anwendungsgebiet, kann der Aufbau der Module relativ stark von oben stehender Beschreibung abweichen. (Quaschning, 2015; van Sark, 2012)

Der grundlegende Aufbau einer Zelle kommt ohne bewegliche Teile aus und es findet kein Verbrauch oder Abnutzung durch die Erzeugung elektrischer Energie statt. Daher ist zunächst keine nennenswerte Degradation zu erwarten. Allerdings ist eine Zelle ohne Schutz nicht resistent gegen Witterungseinflüsse oder andere potentielle Einwirkungen. Nur durch den Verbund im Modul kann dieser Schutz gewährleistet werden. Gleichzeitig führt dieser Verbund aber zu den Hauptursachen von Degradation, die bei der Photovoltaik auftreten können (vgl. Kapitel 5.3).

Während in der Forschung meist die Effizienz von Zellen betrachtet wird, interessiert den Betreiber von Photovoltaikanlagen in erster Linie der Wirkungsgrad der Module, die ihm zur Verfügung stehen. Je nach verwendeten Materialien, Technologien und Herstellungsgüte kann der Wirkungsgrad variieren. Aber auch äußere Einflüsse beeinflussen den Wirkungsgrad und die erzielbare Leistung, hauptsächlich sind dies die Temperatur des Moduls, die Einstrahlung auf das Modul und die Spektralverteilung der einfallenden Strahlung. Um die äußeren Einflüsse auszuklammern und damit den Wirkungsgrad von Photovoltaikmodulen einheitlich messen zu können, gibt es festgelegte Testverfahren, die sogenannten „Standard Test Conditions“, definiert in der IEC 61836. Dabei wird die Temperatur des zu testenden Geräts mit 25 °C festgelegt. Die Einstrahlung soll 1.000 W/m^2 betragen, bei einer Spektralverteilung der Einstrahlung nach IEC 60904-3. Die Spektralverteilung ist so festgelegt, dass dies der natürlichen Einstrahlung auf der Erde auf eine um 37 Grad zur Horizontalen geneigten Oberfläche mit einer Luftmasse von 1,5 (AM1,5) entspricht. Die Luftmasse ist das Verhältnis des in der Erdatmosphäre zurückgelegten Weges des Sonnenlichts im Verhältnis zum direkten vertikalen Weg durch die Erdatmosphäre. Dadurch werden

unterschiedliche spektrale Bereiche unterschiedlich stark beeinflusst. Die Leistung, die die Module unter den „Standard Test Conditions“ abgeben, wird, physikalisch nicht ganz korrekt, als Wattpeak (W_p) bezeichnet. Korrekt wäre die Bezeichnung Nennleistung unter „Standard Test Conditions“. Da die Bezeichnung W_p aber weitläufig Anwendung findet, wird sie auch in dieser Arbeit verwendet.

Einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad hat der verwendete Halbleiter. Die verschiedenen Möglichkeiten der Zusammensetzung des Materials, das als Halbleiter verwendet wird, ergeben die unterschiedlichen Technologien photovoltaischer Elektrizitätserzeugung (vergleiche Abbildung 2). Diese lassen sich entsprechend ihres Entwicklungsstandes in verschiedene Generationen einteilen.

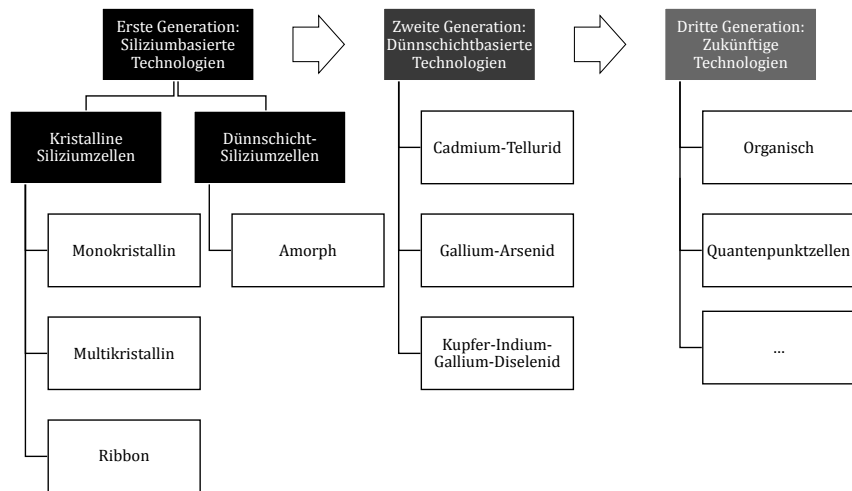


Abbildung 2: Photovoltaiktechnologien³

Module der ersten Generation verwenden ausschließlich Silizium als Halbleiter. Sie stellen momentan den mit Abstand größten Marktanteil und besitzen eine hohe technologische Reife, auch in den Herstellungsverfahren (Fraunhofer ISE, 2012). Der Standard bei den siliziumbasierten Modulen sind kristalline Siliziumzellen. Zur Herstellung des Halbleiters wird das Silizium aus Quarzsand gewonnen. Während es zwar nahezu unbegrenzte Mengen davon gibt, ist der Prozess zur Gewinnung

³ In Anlehnung an Denzner und Dirr (2014).

reinen Siliziums extrem energieaufwändig. Dabei wird zunächst aus dem Quarzsand mit einem Reduktionsprozess bei rund 1.800 °C metallurgisches Silizium gewonnen. Dieses muss weiter gereinigt werden, wobei die entsprechenden Prozesse ebenfalls sehr hohe Temperaturen über 1.000 °C benötigen. Nach der Reinigung liegt „electronic-grade“-Silizium mit einer extrem hohen Reinheit vor. Für die Photovoltaik wird teilweise auch etwas weniger reines „solar-grade“-Silizium verwendet. Die erhaltenen Stäbe, die sogenannten Ingots, bestehen aus polykristallinem Silizium. Um einen höheren Wirkungsgrad zu erzielen, kann mit weiterem Energieeinsatz aus dem polykristallinen Silizium monokristallines Silizium hergestellt werden. Die poly- oder monokristallinen Ingots werden anschließend in einem Sägeverfahren zu dünnen Scheiben, den Wafern, zersägt. Dabei entsteht viel zerspanntes Material, das, vermischt mit den beim Sägen verwendeten Betriebsstoffen, als sogenannte Slurry übrig bleibt. Zur Minderung dieses Verlusts wurde einige Zeit eine als „Ribbon“-Verfahren bezeichnete Vorgehensweise verwendet. Dabei werden durch flüssiges Silizium zwei Bänder gezogen, an denen sich ein dünner Film bildet, der dann zu einem Wafer erstarrt. Die Wafer werden meist mit Phosphor oder Bor dotiert, wozu wiederum hohe Temperaturen von rund 1.000 °C für das Gasdiffusionsverfahren nötig sind. Anschließend werden die Kontakte über ein Siebdruckverfahren aufgebracht. Zuletzt wird die Vorderseite mit einer Antireflexionsschicht versehen. (Quaschnig, 2015)

Die zweite Möglichkeit, auf Silizium basierende Zellen herzustellen, sind Dünnschicht-Siliziumzellen. Diese werden prinzipiell wie alle Dünnschichtzellen hergestellt, was im nachstehenden Absatz beschrieben ist. Durch das Aufdampfen geht dabei die kristalline Struktur verloren und es liegt eine ungeordnete Atomschicht, also eine amorphe Struktur, vor. Teilweise werden die auf Silizium basierten Dünnschichtzellen auch der zweiten Generation zugeordnet (Ginley, Collins & Cahen, 2012).

Abgesehen von den bei der ersten Generation genannten amorphen Siliziumzellen, werden bei Dünnschichtzellen, die die zweite Generation darstellen, normalerweise Verbindungshalbleiter verwendet. Vertreter sind beispielsweise CdTe, Gallium-Arsenid oder CIGS. Es gibt jedoch eine Vielzahl weiterer Möglichkeiten, Materialien zu Verbindungshalbleitern zu kombinieren. Dabei wird

nur eine sehr dünne Schicht des Halbleiters verwendet, wodurch sehr viel Material eingespart werden kann. Allerdings benötigt die dünne Schicht zur Stabilisierung einen Träger. Häufig ist dies Glas, auf das eine durchsichtige Schicht eines leitenden Oxids aufgesprüht wird. Genauso können aber auch flexible Materialien als Träger verwendet werden, was einen sehr vielfältigen Einsatz erlaubt. Der Halbleiter wird zusammen mit den Dotierungsstoffen auf das Trägermaterial in verschiedenen Schichten aufgedampft. Anschließend wird der Rückseitenkontakt, meist aus Metall bestehend, ebenfalls aufgedampft. Neben der Materialeinsparung ist der zweite große Vorteil von Dünnschichtmodulen der Herstellungsprozess. Dieser kann als automatisierter, kontinuierlicher Prozess auf einer Floatanlage, beispielsweise analog zum Glasherstellungsprozess, ausgeführt werden. Damit ist eine kostengünstige Produktion einfach realisierbar. (Wohlmuth, 2009)

Die Technologien, die der dritten Generation zugeordnet werden, besitzen meist noch keine Marktreife und es ist ungewiss, welche der Technologien sich zukünftig durchsetzen kann. Ein Vertreter sind die organischen Solarzellen. Der Begriff „organisch“ rührt daher, dass diese Zellen vorwiegend aus Kohlenstoffatomen bestehen, manchmal wird auch von „Plastiksolarzellen“ gesprochen. Die entsprechenden Photovoltaikzellen können dabei genauso flexibel wie Kunststoffe sein und können verhältnismäßig günstig hergestellt werden. Detaillierte Informationen zur organischen Photovoltaik finden sich unter anderem bei Sims, Egelhaaf, Hauch, Kogler und Steim (2012). Ein weiterer Vertreter der Technologien der dritten Generation sind Quantenpunktzellen. Dabei werden Nanokristalle aus Halbleitermaterialien auf die Oberfläche aufgebracht. Je nach Variation sind die erhaltenen Quantenpunkte für unterschiedliche spektrale Bereiche besonders effizient und ergänzen damit den zugrundeliegenden Halbleiter. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit Quantenpunktzellen findet sich bei Nozik (2002). Eine Vielzahl weiterer Technologien und Ansätze zur Verbesserung bestehender Konzepte ergänzt die Palette der dritten Generation der Photovoltaik.

Unabhängig von der gewählten Technologie werden die Module zu einer Photovoltaikanlage zusammengefasst. Für den Betrieb einer Photovoltaikanlage sind neben den Modulen jedoch weitere Komponenten nötig. Diese werden unter dem Begriff Balance-of-System(BOS)-Komponenten zusammengefasst (Bower, 2000). Dazu gehören Wechselrichter, die zum einen für die Gleichstrom-

Wechselstrom-Umwandlung zuständig sind und zum anderen dafür sorgen, dass die Module immer im optimalen Betriebspunkt betrieben werden, was als Maximum-Power-Point-Tracking bezeichnet wird (van Sark, 2012). Des Weiteren gehören zu den BOS-Komponenten die Verkabelung und Aufständigung der Module, wobei bei letzterem auch Komponenten zur Sonnennachführung beinhaltet sein können (Bower, 2000; van Sark, 2012). Durch die BOS-Komponenten entstehen weitere Leistungsverluste innerhalb von Photovoltaikanlagen. Gründe können unter anderem die Temperatur der Module, unvollständige Ausnutzung der Einstrahlung oder Ineffizienzen beziehungsweise Fehler einzelner BOS-Komponenten sein (Reich et al., 2012). Als Maßzahl dafür dient die sogenannte „Performance-Ratio“. Diese ist definiert als das Verhältnis des Ertrags, der aus dem System zur Nutzung zur Verfügung steht und dem errechneten Ertrag, basierend auf Einstrahlung und theoretischem Modulwirkungsgrad (IEC 61724). Vereinzelt wird auch das Frontscheibenglas oder der Rahmen der Module den BOS-Komponenten zugeordnet, in dieser Arbeit werden diese aber als Teil der Module betrachtet.

Insbesondere bei nicht netzgebundenen Anlagen sind auch Speichersysteme, die meist aus Batterien und Laderegler bestehen, eine wichtige Komponente (van Sark, 2012). Im Zuge der Einführung von zeit- beziehungsweise lastabhängigen Einspeisetarifen können diese Speichertechnologien aber auch für netzgebundene Anlagen eine zunehmende Rolle spielen, insbesondere aufgrund stetig fallender Kosten für die Speicher.

2.2 Entwicklung und aktuelle Kennzahlen der Photovoltaik

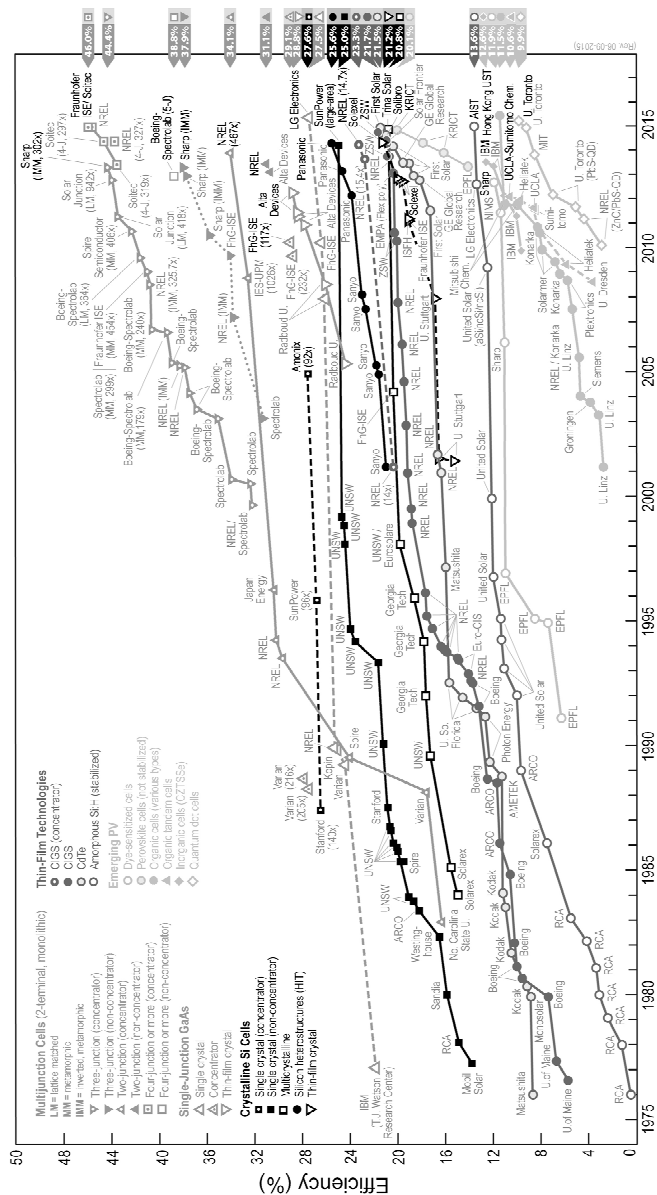
Während die Nutzung von Sonnenenergie als Wärmequelle schon Jahrtausende lang praktiziert wird, wurde der photoelektrische Effekt erstmals 1839 von Becquerel beobachtet. Erste Erklärungen des photoelektrischen Effekts mit Selen als Halbleiter folgten 1870 durch Adams, Day und Smith. Maßgeblich für das weitere Verständnis waren darauf folgend die Quantentheorie des Lichts (Planck, 1901) und die Erläuterung des photoelektrischen Effekts (Einstein, 1905). Schon 1883 baute Fritts eine Photovoltaikzelle mit einer Effizienz von ein bis zwei Prozent. Es sollte aber bis zum Beginn der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts dauern, bis eine auf Silizium basierende Photovoltaikzelle mit einem Wirkungsgrad von 4,5 Prozent (Chapin, Fuller & Pearson, 1954) entwickelt wurde.

Aufgrund der hohen Kosten wurde die Energieerzeugung durch Photovoltaik zunächst nur in der Raumfahrt eingesetzt, beginnend 1958 mit dem Satelliten Vanguard I. In der Folge konnte der Wirkungsgrad gesteigert und die Kosten gesenkt werden. Dennoch war die Photovoltaik nach wie vor zu teuer für einen flächendeckenden Einsatz zur Elektrizitätserzeugung, sodass lediglich an abgelegenen Orten nicht netzgebundene Anlagen zum Einsatz kamen. In Folge der Ölkrise in den Jahren 1973 und 1979 wurde die Photovoltaikforschung intensiviert und neben den siliziumbasierten Photovoltaikzellen gerieten auch die Dünnschichttechnologien in den Fokus. Umfangreiche Fördermaßnahmen, zunächst in Japan und Deutschland, später auch in Spanien, haben der Photovoltaik zu Absatzzahlen verholfen, die die Nutzung von Skaleneffekten bei der Produktion, die Entwicklung effizienter Produktionsverfahren und die technologische Weiterentwicklung aufgrund ökonomischer Anreize ermöglichen. (Lamont, 2012)

Auch die weltweite⁴ Einführung von Emissionshandelssystemen (ETS), die den Ausstoß von CO₂ bei der Elektrizitätserzeugung faktisch bestrafen, stellt eine weitere indirekte Subvention der erneuerbaren Energien und damit auch der Photovoltaik dar.

Abbildung 3 gibt einen Überblick zur Entwicklung der Effizienz unterschiedlicher Photovoltaikzellen im Labormaßstab. Während bei rein kristallinen Zellen seit einiger Zeit keine nennenswerten Verbesserungen mehr zu verzeichnen sind, gibt es vor allem bei den Technologien der zweiten und dritten Generation nach wie vor große Effizienzsteigerungen und eine Fortsetzung dieses Trends wird erwartet (Zuser & Rechberger, 2011). Momentan am Markt erhältliche Module der ersten Generation weisen Wirkungsgrade von im Mittel 16 Prozent und in der Spitze 20 Prozent auf (Fraunhofer ISE, 2015). Für Module der zweiten Generation liegen die aktuell marktüblichen Wirkungsgrade zwischen sechs und elf Prozent und in der Spitze bei rund 13 Prozent (Fraunhofer ISE, 2015). Selbst bei technologischem Stillstand und Berücksichtigung von Aspekten wie verfügbarer Fläche, Effizienz

⁴ Aktuell bestehen ETS, die den Energiesektor umfassen, in Europa, Kasachstan, Neuseeland, Quebec, Schweiz, Südkorea, Teilen der USA und Teilen Chinas (International Carbon Action Partnership, 2015). Voraussichtlich 2017 soll ein ETS chinaweit eingeführt werden. Eine große Anzahl weiterer Länder zieht die Einführung eines ETS in Betracht (International Carbon Action Partnership, 2015).

Abbildung 3: Überblick zur Entwicklung der Effizienz von Photovoltaikzellen im Labormaßstab⁵⁵ NREL (2015)

der Energieumwandlung oder der Ausgestaltung des Leitungsnetzes könnte mehr als die achtfache Menge der 2050 erwarteten Energienachfrage mit Photovoltaik gedeckt werden (Zuser & Rechberger, 2011).

In der ersten Hälfte des Jahres 2015 sank der Großhandelspreis für kristalline Module in Deutschland um fünf Prozent auf 0,57 EUR/W_p (pvXchange, 2015) und folgte damit dem langfristigen Trend. Die Gesamtsystemkosten, die den Preis für eine bestimmte schlüsselfertig installierte Leistung darstellen und sich aus den Modulkosten, den Kosten für die BOS-Komponenten und den Installationskosten zusammensetzen, sind abhängig von der Größe und Installationsart der Anlage. In Deutschland liegen die Gesamtsystemkosten pro W_p für Aufdachanlagen mit einer Leistung bis zu 10 kW_p bei rund 1,60 EUR, für Aufdachanlagen mit höherer Leistung bei rund 1,24 EUR und für Freiflächenanlagen bei rund 1,00 EUR (International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme, 2014a). Abbildung 4 zeigt den historischen Verlauf der Gesamtsystemkosten in EUR/W_p für Aufdachanlagen mit einer Leistung kleiner 10 MW_p in Deutschland.



Abbildung 4: Entwicklung der Gesamtsystemkosten für Aufdachanlagen mit Leistung <10MW_p⁶

Betrachtet man nicht nur die Kosten für die Produktion und Installation von Energieerzeugungssystemen, sondern auch die laufenden Ausgaben und die

⁶ International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (2014a), (2015)

Aufwendungen für den benötigten Brennstoff, so spricht man von Stromgestehungskosten. Maßgeblich sind dabei die spezifische Anfangsinvestition für Bau, Installation und Finanzierung, die Lebensdauer der Anlage, die Betriebskosten wie Wartung oder Versicherung sowie die Standortbedingungen, welche die Anzahl der Volllaststunden im Energiesystem oder das Angebot an Strahlung und anderer Voraussetzungen der Energieerzeugung berücksichtigen (Fraunhofer ISE, 2013b). Konventionelle Kraftwerke galten hier lange Zeit als deutlich kosteneffizienter, was sich allerdings gewandelt hat. Abbildung 5 zeigt, dass neben der schon lange etablierten Wasserkraft auch im Binnenbereich errichtete Windkraftanlagen mit allen konventionellen Kraftwerkstypen konkurrieren können. Für die Photovoltaik gelten große Freiflächenanlagen mittlerweile als nahezu konkurrenzfähig zu Gas- und Dampfturbinenkraftwerken. Insbesondere die in Abbildung 3 zu erkennende rasche Weiterentwicklung der Technologie und die Einsparung durch eine Umsetzung auf den Produktionsmaßstab (Abbildung 4) lässt erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt. Zusätzlich nimmt die steigende Performance Ratio, deren Median 2010 bei 84 Prozent lag und die vermutlich auf 90 Prozent steigen wird (Reich et al., 2012), positiven Einfluss auf diese Entwicklung. Damit ist zu erwarten, dass schon bald alle Typen von Photovoltaikanlagen konkurrenzfähig zu konventionellen Kraftwerken sein werden. Bereits heute ist der Eigenverbrauch von Haushaltsstrom aus Photovoltaikanlagen in Deutschland ohne Berücksichtigung der Förderung günstiger als der Fremdbezug von Strom. Diese sogenannte Grid-Parity wurde für Photovoltaikstrom aus neuen Großanlagen bereits 2011 erreicht, kleine Aufdachanlagen konnten 2012 nachziehen und seit 2013 gilt dies auch für die meisten Industriekunden (Fraunhofer ISE, 2015). Damit ist der wichtigste Meilenstein für eine Verbreitung der Photovoltaik ohne zusätzliche Förderung bereits erreicht und sobald die Stromgestehungskosten unter die der konventionellen Kraftwerke fallen, wird sich die Photovoltaik als fester Bestandteil des weltweiten Energiemix ohne weitere staatliche Eingriffe etablieren. Da weder die globale Einstrahlung noch die Technologie einen limitierenden Faktor darstellen, wird die Photovoltaik zukünftig in der Lage sein, einen signifikanten Anteil an der weltweiten Energieerzeugung zu übernehmen (Zuser & Rechberger, 2011).

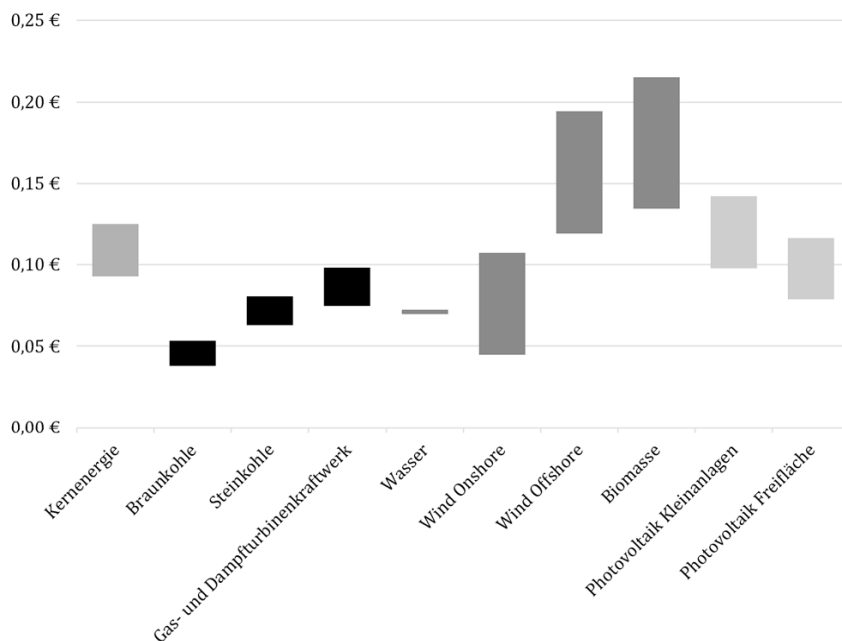


Abbildung 5: Stromgestehungskosten in Deutschland im Jahr 2013⁷

Betrachtet man die Photovoltaik unter ökologischen Gesichtspunkten, muss neben der Tatsache, dass es sich um ein regeneratives Energiesystem ohne Emissionen handelt, der Aufwand zur Produktion und Installation der Photovoltaikanlagen berücksichtigt werden. Dabei spielt zum einen die eingesetzte Energie und zum anderen die eingesetzten Rohstoffe eine Rolle. Für die Energie empfiehlt sich als Bewertungsmaßstab die Energy-Payback-Time. Gemeint ist die Zeit, die eine Photovoltaikanlage betrieben werden muss, um die Energie wieder zu erwirtschaften, die für Produktion und Installation aufgewandt wurde (Wild-Scholten, 2013). Eine Weiterverwendung einzelner Bestandteile der Anlage nach deren Nutzung lässt sich dabei positiv auf die Energy-Payback-Time anrechnen, da sich dadurch der Energieaufwand bei der Neuproduktion von weiteren Anlagen

⁷ Daten zur Kernenergie basierend auf einer Berechnung für das Vereinigte Königreich nach Department of Energy and Climate Change (2013), zur Wasserkraft basierend auf dem Jahr 2012 für die gesamte Europäische Union nach Ecofys (2014), zu den restlichen Energieträgern nach Fraunhofer ISE (2013b); Gas- und Dampfturbinenkraftwerke verwenden den Energieträger Erdgas.

verringern lässt. Selbst ohne Berücksichtigung dieses Aspekts liegt die Energy-Payback-Time kristalliner Module in Mitteleuropa mittlerweile bei knapp 1,5 Jahren (Wild-Scholten, 2013). In Südeuropa mit deutlich höherer jährlicher Einstrahlung sind weit kürzere Zeiträume zu erwarten. Eng mit dem Energieaufwand verbunden ist der CO₂-Fußabdruck der Photovoltaikanlagen. Dieser gibt an wieviel CO₂ pro erzeugtem W_p Photovoltaik ausgestoßen wird und ist somit ein guter Indikator für den negativen Effekt, den die Produktion auf das Ökosystem hat. Aufgeschlüsselt auf die einzelnen Bestandteile gibt Tabelle 1 einen Überblick zu den genannten Werten für die energieintensivste Technologie von Photovoltaikmodulen, die monokristalline Photovoltaik. Für multikristalline Photovoltaik sind Energieaufwand und CO₂-Fußabdruck entsprechend geringer.

Tabelle 1: Ökologische Kriterien monokristalliner Module (Stand 2013)⁸

Prozessschritt (Produktion)	Energieaufwand $\left[\frac{MJ}{kW_p} \right]$	CO ₂ -Fußabdruck $\left[\frac{kgCO_2eq.}{kW_p} \right]$	Energy-Payback- Time [Jahre]
Silizium (solar-grade)	7.740	321	0,53
Ingot und Wafer	11.900	563	0,82
Zelle	1.500	78,9	0,10
Laminierung	3.030	170	0,21
Rahmen	1.040	84,7	0,07
Aufständigung	847	60,6	0,06
Kabel und Anschlüsse	84,7	3,46	
Inverter	2.290	124	0,16
Summe Modul	25.210	1.217,6	1,73
Summe Gesamtsystem	28.431,7	1.405,66	1,95

Aus ökologischer Sicht spielt zum einen der Einfluss der Rohstoffe auf die natürliche Umwelt eine Rolle und zum anderen deren Verfügbarkeit, was durch mögliche Substitute relaxiert werden kann. In Modulen der ersten Generation wurde in der Zellmetallisierung häufig Blei eingesetzt, dies kann aber einfach substituiert werden (Fraunhofer ISE, 2015). In Modulen der zweiten Generation

⁸ Wild-Scholten (2013), für die Herstellung des Ausgangsmaterials Silizium wird unterstellt, dass Wasserkraft verwendet wird, für alle weiteren Prozessschritte wird die Verwendung des in Kontinentaleuropa üblichen Strommix unterstellt.

findet bei CdTe-Modulen das ökologisch kritische Schwermetall Cadmium Anwendung, bei CIGS-Modulen ist das enthaltene Selen als giftig einzustufen (Fraunhofer ISE, 2015). Während mittelfristig keine Engpässe durch mangelnde Rohstoffverfügbarkeit zu erwarten sind, gehen bei der langfristigen Betrachtung die Meinungen auseinander. So sieht EPIA (2013) keine langfristigen Hemmnisse, während Elshkaki und Graedel (2013) für alle aktuellen Technologien der Photovoltaik einen Rohstoff benennen, der den langfristigen Ausbau begrenzt. So ist bei der zweiten Generation Tellur für CdTe-Module und Indium für CIGS-Module ein langfristig limitierender Faktor, bei der ersten Generation sind dies Germanium für amorphe Siliziummodule und Silber für kristalline Module (Elshkaki & Graedel, 2013). Allerdings lässt sich für die mit Abstand am weitesten verbreitete kristalline Technologie der Engpass Silber durch Kupfer substituieren, wenn eine geringere Effizienz und auch eine geringere Lebenserwartung akzeptiert wird (Green, 2011). Für Kupfer ist zwar keine Knappheit zu erwarten, aber der hohe Bedarf führt zu einem um den Faktor zwei bis sieben höheren Energieaufwand bei der Gewinnung, da auch Erze mit geringerer Qualität verwendet werden müssen (Harmsen, Roes & Patel, 2013). Einen detaillierten Überblick zur Verfügbarkeit der in Energiesystemen verwendeten Metalle findet sich beispielsweise bei Graedel (2011) oder Elshkaki und Graedel (2013).

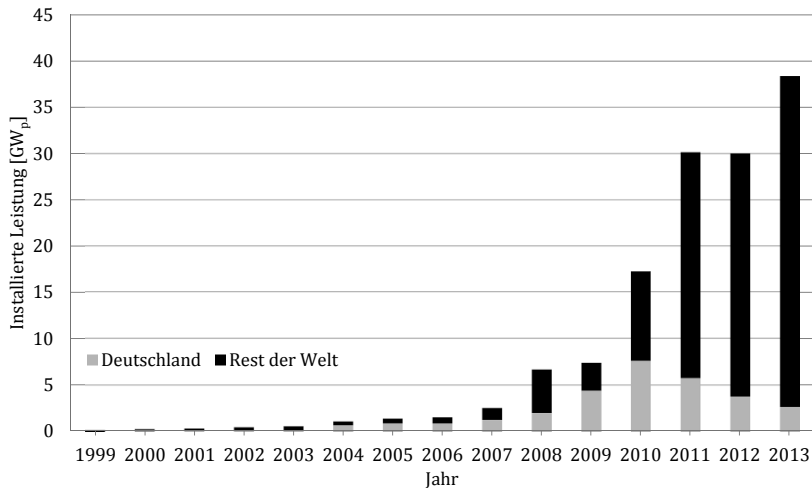
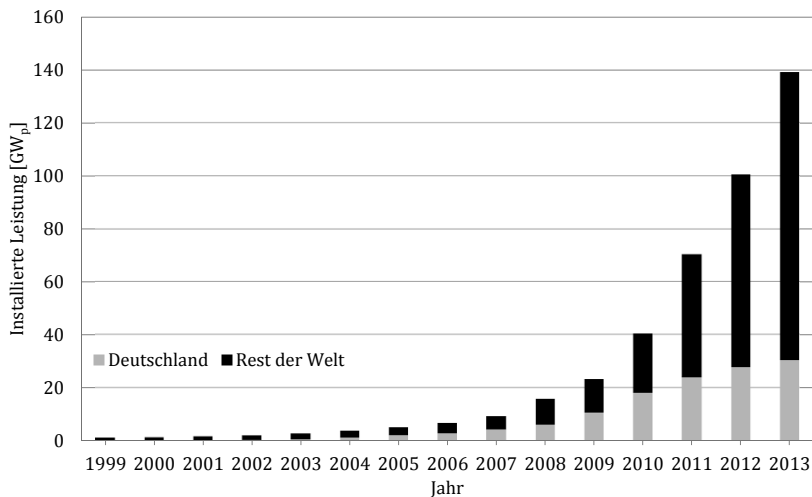
Zumindest bisher und mittelfristig auch weiterhin stehen dem Erfolg der Photovoltaik also weder ökologisch noch ökonomisch unüberwindbare Hürden im Weg. Dies spiegelt sich auch in der bisherigen Entwicklung der installierten Leistung wider. Die gesamte installierte Leistung lag im Jahr 2013 in Deutschland bei 30.232 MW_p (eigene Berechnung nach PG HoBA, 2015) und weltweit bei 138.856 MW_p (EPIA, 2014). Abbildung 6 zeigt den jährlichen Zubau an Photovoltaikleistung weltweit sowie den in Deutschland installierten Anteil. In den Jahren vor 1999 lagen die Werte dabei unter 200 MW_p. Da in Deutschland nur ein sehr geringer Anteil von 0,07 Prozent der installierten Leistung nicht netzgebunden ist (Observ'ER, 2011), werden die entsprechenden Anlagen vernachlässigt.

In Abbildung 7 ist die kumulativ installierte Leistung an Photovoltaik weltweit sowie der in Deutschland installierte Anteil zu sehen. Hier lagen die Werte in den Jahren vor 1999 unter 1.000 MW_p. Es lässt sich erkennen, dass aktuell rund

22 Prozent der weltweit installierten Photovoltaikleistung in Deutschland verortet sind. Bis vor wenigen Jahren waren dies sogar über 45 Prozent.

Durch die große Menge installierter Photovoltaikleistung entstehen aber auch Probleme, die auf die schwer planbare und unregelmäßige Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zurückzuführen sind. Um ein der Nachfrage entsprechendes Angebot an Elektrizität bereitzustellen, bedarf es daher vielfältiger Konzepte. Delucchi und Jacobson (2011) nennen hierzu die nachfolgenden Möglichkeiten.

Die Verbindung von geografisch verteilten Standorten erneuerbarer Energien durch ein leistungsfähiges Übertragungsnetz führt zu einer starken Reduktion der Varianz des Energieangebots. Eine Mischung aus verschiedenen erneuerbaren Energien kann die Varianz des Energieangebots weiter reduzieren, da beispielsweise Wind und Sonnenangebot häufig gegenläufig sind. Außerdem sind einige erneuerbare Energiesysteme, wie Wasser- oder Biomassekraftwerke, regelbar, was eine Anpassung an die Nachfrage ermöglicht. Doch auch die Nachfrage lässt sich in gewissem Umfang an das Angebot anpassen (Demand-Response-Management), indem flexible Energienachfrage auf Zeitpunkte mit hohem Angebot verschoben wird. Hier spielen sogenannte Smart-Grids eine entscheidende Rolle. Zu deren Umsetzung ist die Information unabdingbar, wann wieviel Energie zur Verfügung steht. Diese kann durch präzise lokal abgestimmte Wettervorhersagen in Verbindung mit detaillierter Kenntnis der Standorte von erneuerbaren Energiesystemen generiert werden kann. Auch die Speicherung der Energie, entweder dezentral am Ort der Erzeugung beziehungsweise des Verbrauchs oder zentral, beispielsweise durch Umwandlung in kinetische Energie oder Wasserstoff, kann zur Anpassung von Angebot und Nachfrage eine entscheidende Rolle spielen. In Verbindung mit der Speicherung kann die installierte Leistung höher als die Spitzennachfrage dimensioniert werden, wodurch nicht nur die Speicher gefüllt werden können, sondern auch bei verringertem Angebot die Nachfrage längere Zeit rein aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Allerdings hat sich noch keine Speichertechnologie flächendeckend durchgesetzt, da diese für den großflächigen Einsatz noch nicht ausgereift sind.

Abbildung 6: Jährlicher Zubau von Photovoltaikleistung⁹Abbildung 7: Gesamt installierte Photovoltaikleistung¹⁰

⁹ Für Deutschland eigene Berechnung mit Daten von PG HoBA (2015), für den Rest der Welt bis zum Jahr 2000 Daten von Kazmerski (2012), ab dem Jahr 2000 Daten von EPIA (2014).

¹⁰ Für Deutschland eigene Berechnung mit Daten von PG HoBA (2015), für den Rest der Welt bis zum Jahr 2000 eigene Berechnung basierend auf Abbildung 6, ab dem Jahr 2000 Daten von EPIA (2014).

Die Photovoltaik ist damit eine der zukünftigen Technologien zur Energieerzeugung. Doch um auch langfristig nachhaltig zu sein, müssen Konzepte erarbeitet werden, die den Kreislauf der Ressourcen schließen und die Rohstoffe aus Photovoltaikanlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, zurück in die Produktion neuer Systeme führen.

2.3 Verwertungsoptionen für Photovoltaikmodule

Es gibt unterschiedliche Gründe, weshalb Produkte zurückgegeben oder entsorgt werden. Dabei lässt sich unterscheiden, an welchem Punkt der Wertschöpfungskette die Rückgabe beziehungsweise der Abfall entsteht. Dies kann schon beim Hersteller sein, durch bei der Produktion entstandene Nebenprodukte, Produktionsabfälle beziehungsweise übrig gebliebenes Material oder durch fehlerhafte Produkte aus dem Produktionsprozess, die bei einer Qualitätsprüfung entdeckt wurden. In der darauffolgenden Stufe der Wertschöpfungskette, der Distribution, können Verpackung und Ladungsträger anfallen, aber auch Rückrufe können auftreten. Klassisch werden in der Distribution Lagerüberbestände meist entweder zurück an den Hersteller geliefert oder zu Abfall. Sind die Produkte am Ende der klassischen Wertschöpfungskette beim Kunden angelangt, können sie aufgrund des gesetzlichen Widerrufsrechts zurückgegeben werden oder bei mangelnder Qualität unter Gewährleistung beziehungsweise Garantie fallen. Dann ist das Produkt meist defekt und muss entweder repariert werden oder hat das Ende seiner Lebensdauer, das sogenannte End-of-Life, erreicht. Dieses Ende kann nicht nur physisch, sondern auch ökonomisch begründet sein. Damit verbunden ist das Ende der Nutzung des Produkts, das sogenannte End-of-Use, das auch vorliegen kann, obwohl das Produkt noch nicht das Ende seiner Lebensdauer erreicht hat, zum Beispiel bei Leasingrückläufern oder bei Verkäufen auf einem Sekundärmarkt. (de Brito & Dekker, 2010)

Nach Erreichen des End-of-Use gibt es verschiedene Optionen, wie mit dem Produkt verfahren werden kann. Diese sind in Abbildung 8 dargestellt. Im Vordergrund steht dabei entweder seltene beziehungsweise teure Bestandteile oder den bei der Produktion eingesetzten Energieaufwand wiederzuverwenden. Im schlechtesten Fall (Denison, 1996) findet keine Wiederverwendung statt und das Produkt wird einfach beseitigt, also deponiert. Selten kann Deponierung auch

ökologische oder ökonomische Vorteile hervorrufen, wenn beispielsweise Füllstoffe für den Straßenbau benötigt werden und das Material entsprechend geeignet ist (Sen & Mishra, 2010). Dann liegt aber bereits eine Art der sonstigen Verwertung vor. Meist ist die sonstige Verwertung jedoch energetisch und der in den Produkten enthaltene Energieanteil wird durch Verbrennung teilweise wieder gewonnen. Unterschiedliche Möglichkeiten der thermischen Verwertung zeigen beispielsweise Consonni, Giugliano und Grosso (2005a) und Consonni, Giugliano und Grosso (2005b) und untersuchen, aufbauend auf den zugehörigen Energie- und Massenbilanzen, mittels Life-Cycle-Assessment die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen. Hierarchisch über den beiden genannten Möglichkeiten liegt das Recycling. Gemeint ist damit „jedes Verwertungsverfahren, durch das Abfallmaterialien zu Erzeugnissen, Materialien oder Stoffen entweder für den ursprünglichen Zweck oder für andere Zwecke aufbereitet werden“ (Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union, 2008, S. 10). Verwendet man dagegen das gesamte Produkt oder einzelne Teile wieder, so spricht man von der Vorbereitung zur Wiederverwendung. Vorausgehend ist eine Prüfung, Reinigung oder Reparatur nötig (Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union, 2008). Die Vorbereitung zur Wiederverwendung wird in der wissenschaftlichen Literatur häufig untergliedert in weitere Schritte (vergleiche Abbildung 8). „Reuse“ bezeichnet dabei die Wiederverwendung vollständiger Produkte nach nötigen Wartungsarbeiten (Tuma & Lebreton, 2005). Eng damit verwandt ist das „Repair“, also die Reparatur einzelner defekter Teile (Thierry, Salomon, van Nunen & van Wassenhove, 1995). Beim sogenannten „Refurbishing“ wird das Produkt in seine Module zerlegt, diese werden geprüft, repariert oder ersetzt, wobei auch eine Verbesserung durch neuere Module stattfinden kann, und anschließend wieder zu einem funktionsfähigen Produkt zusammengesetzt, das nicht notwendigerweise den Standard von neuwertigen Produkten erfüllen muss (Thierry et al., 1995). Ziel des „Remanufacturing“ ist es, gebrauchte Produkte durch Austausch einzelner Komponenten wieder neuwertig zu machen (Tuma & Lebreton, 2005). Beim „Retrieval“ dagegen verwendet man nur einen geringen Teil der im Ausgangsprodukt enthaltenen Komponenten wieder und bereitet diese auf (de Brito & Dekker, 2010; Dekker, Fleischmann, Inderfurth & van Wassenhove, 2010; Thierry et al., 1995).

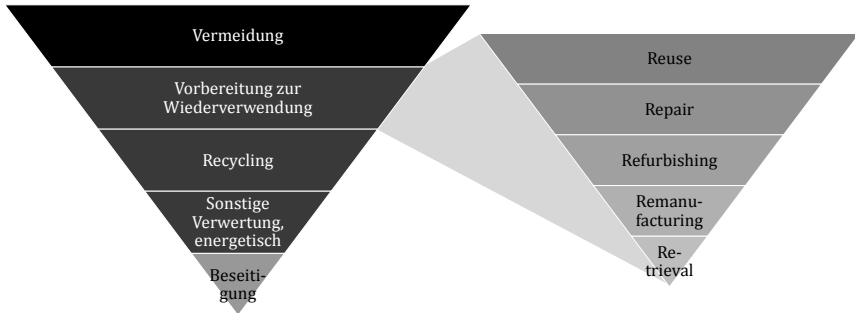


Abbildung 8: Verwertungsoptionen¹¹

Die Darstellung als umgedrehte Pyramide unterstreicht den hierarchischen Ansatz der Reihenfolge der Optionen. Generell ist also von oben nach unten die „höchstwertige“ sinnvolle Option zu präferieren. Die Sinnhaftigkeit der unterschiedlichen Verfahren zum Umgang mit Produkten, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, ist aber produktspezifisch (de Brito & Dekker, 2010). Auch die rechtliche Grundlage der EU-Abfallrichtlinie (Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union, 2008) sieht vor, dass es für bestimmte Produkte sinnvoll sein kann, nicht die der Hierarchie nach höchstwertige Option anzustreben:

Bei Anwendung der Abfallhierarchie nach Absatz 1 treffen die Mitgliedstaaten Maßnahmen zur Förderung derjenigen Optionen, die insgesamt das beste Ergebnis unter dem Aspekt des Umweltschutzes erbringen. Dies kann erfordern, dass bestimmte Abfallströme von der Abfallhierarchie abweichen, sofern dies durch Lebenszyklusdenken hinsichtlich der gesamten Auswirkungen der Erzeugung und Bewirtschaftung dieser Abfälle gerechtfertigt ist. (Artikel 4, Absatz 2 Richtlinie 2008/98/EU: Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union, 2008)

Entsprechend sollte der Begriff der Sinnhaftigkeit auf die Option mit dem besten Ergebnis aus ökologischer Sicht abzielen. Wie später diskutiert, kann dies

¹¹ Hauptpyramide nach Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union (2008), Ausschnitt in Anlehnung an de Brito und Dekker (2010); Thierry, Salomon, van Nunen und van Wassenhove (1995).

insbesondere für Photovoltaikmodule wichtig sein. Bei der Photovoltaik ist der Haupttreiber für eine höherwertige Verwertung je nach Technologie entweder die enthaltenen seltenen Rohstoffe oder der in Tabelle 1 tabellierte hohe Energieaufwand der Primärproduktion.

Betrachtet man die verschiedenen Verwertungsoptionen aus Sicht von Photovoltaikmodulen, gibt es im Wesentlichen eine Unterscheidung zwischen dem Recycling von Produktionsabfällen und der Verwertung von Modulen, die ihr Nutzungsende erreicht haben. Einen frühen Überblick gibt Fthenakis (2000), aktuelle Informationen zum technologischen und kommerziellen Stand der Verwertungsoptionen finden sich beispielsweise bei Degel und Walther (2015) sowie Tao und Yu (2015).

Eine größere Menge Abfall, insbesondere vom Halbleitermaterial, entsteht bereits bei der Produktion. Für kristalline Module ist dies in erster Linie die durch das Sägen der Ingots erzeugte Slurry. Dabei wird das zerspante Silizium mit dem zum Sägen notwendigen Siliziumcarbid und Polyethylenglykol verunreinigt. Die größte Herausforderung stellt nun das Trennen des Siliziums vom Siliziumcarbid dar. Eine weitere Herausforderung ist das Entfernen von Metallrückständen aus der Slurry. Dazu stehen unterschiedlichste Prozesse mit verschiedenen Vor- und Nachteilen zur Verfügung. Die Verwendung von Filtern ist beispielsweise eine effiziente Möglichkeit der Trennung, jedoch entstehen dabei Verunreinigungen durch den Filter selbst, die aktuell eine industrielle Umsetzung verhindern (Zhang & Ciftja, 2008). Zentrifugation nach chemischer Entfernung des Polyethylenglykols und der Metallrückstände als weitere Möglichkeit führt zwar zu guten Ergebnissen, jedoch ist der Prozess sehr langsam, verlangt den Einsatz giftiger Chemikalien und kann Kleinstpartikel des Siliziumcarbids nicht entfernen (Lin, Wang, Lan & Tai, 2010; Wang et al., 2008). Gute Ergebnisse können erzielt werden, wenn statt der Zentrifugation ein elektrisches Feld aufgrund des Umstands der unterschiedlichen Größen von Silizium- und Siliziumcarbidpartikeln die Trennung bewirkt. Anschließend wird im Induktionsofen wieder solar-grade-Silizium hergestellt (Wu & Chen, 2009). Die chemische Entfernung des Polyethylenglykols und der Metallrückstände ist auch bei der Trennung durch Phasentransfer der erste Schritt. Danach werden unter Zuhilfenahme von Öl zunächst die größeren Partikel und dann in einem zweiten Schritt die kleinen Partikel des Siliziumcarbids aus der

wässrigen Slurry abgeschieden (Lin & Tai, 2010). Tsai (2009) untersucht als Alternative zum Einsatz von Chemikalien bei der Entfernung der Metallrückstände elektrokinetische Abtrennung. Auch durch Elektrophorese in Verbindung mit Sedimentierung kann eine Abscheidung von Silizium und Siliziumcarbid erreicht werden (Tsai, 2011). Ein anderer Ansatz legiert mit Aluminium und erhält damit eine Aluminium-Silizium-Legierung, die klar abgegrenzt von einer Al_4C_3 -Phase vorliegt. Damit lässt sich das Siliziumcarbid vollständig entfernen, allerdings ist der Prozess sehr aufwändig (Wang, Tan, Li, Li & Dong, 2012). Eine Methode metallische Verunreinigungen zu entfernen und reines Silizium zu erhalten, stellt die Hydrobromierung in einem Flussreaktor dar (Tomono et al., 2013). Yoko und Oshima (2013) verwenden superkritisches Wasser in einem Reaktor für den Semi-Batch-Betrieb, um reines Silizium aus der Slurry zu erhalten. Durch Sedimentierung und anschließende Säureauslaugung erhalten Li, Xing, Zhuang, Li und Tu (2014) siliziumreiches Pulver, das anschließend in einem Vakuumofen zu Ingots verarbeitet wird. Bei der Gewinnung von Wafern aus Ingots wird meist die Ober- und Unterseite der Ingots abgeschnitten, da diese als kontaminiert gelten. Bronsveld, Manshanden, Lenzmann, Gjerstad und Øvrelid (2013) beschreiben einen Prozess, wie dieser Verschnitt dennoch zur Erzeugung neuer Wafer genutzt werden kann. (Tao & Yu, 2015)

Bei der Produktion von Dünnschichtmodulen entstehen Verluste des Halbleitermaterials durch nicht vollständig genutztes Rohmaterial, wie „Sputtertargets“, durch Rückstände in der Produktionszelle beziehungsweise in den Filtern der Produktionszelle, durch Verschnitt beim Kantenschleifen sowie durch den sogenannten Overspray, also das Material das nicht korrekt auf den Träger aufgebracht wird (Marwede, Berger, Schlummer, Mäurer & Reller, 2013). Zu den hierzu verfügbaren Verwertungspfaden geben Marwede et al. (2013) einen Überblick.

Erreichen Module das Ende ihrer Nutzungsphase, sind prinzipiell alle Verwertungsoptionen möglich. Da geringwertigere Optionen als ein Recycling nicht erstrebenswert sind, werden diese im Weiteren nicht betrachtet. Die höchstwertige Option der Verwertung von Photovoltaikmodulen ist die Wiederverwendung der gesamten Module, also ein Reuse. Dies wird zwar in der Literatur immer wieder angedacht (Tao & Yu, 2015), allerdings stehen dem starke

Hemmnisse entgegen. Für die Wiederverwendung kommen nur intakte Module in Frage, welche in der Regel in Deutschland frühestens nach einer Nutzungsdauer von 20 Jahren zur Verfügung stehen, da die Subvention der Anlagen auf diesen Zeitraum ausgelegt ist und durch einen früheren Austausch der weitere, bei der Erstinstallation erworbene Subventionsanspruch erlischt. Ein früherer Austausch ist in nennenswerter Menge nur für defekte Module zu erwarten. Wie Abbildung 3 zeigt, ist allerdings während des langen Zeitraums bis intakte Rückläufer auftreten, eine deutliche Effizienzsteigerung für neue Module zu erwarten. Auch aus ökologischer Sicht lässt sich erkennen, dass die Energy-Payback-Time mittlerweile so gering ist, dass eine Wiederverwendung die geringere Effizienz nicht rechtfertigt (EPIA, 2011b). Gleichzeitig sinken im Zeitverlauf die Materialmengen pro installierter Leistung, sodass bei einem Recycling der Materialien aus einem alten Modul nicht nur ein effizienteres Modul in Bezug auf die Leistung pro Fläche hergestellt werden kann, sondern auch eine größere Anzahl an Modulen. Allein die benötigte Menge an Silizium, welche in der Produktion 45 Prozent des Energieaufwands ausmacht (Fthenakis, Kim & Alsema, 2008), hat sich von 2004 bis 2009 halbiert (Fraunhofer ISE, 2012). Zusätzlich beträgt der Energieaufwand für die Produktion von neuen Wafern aus recyceltem Silizium weniger als ein Drittel des Aufwands für die Produktion von Wafern aus neuem Silizium (Müller et al., 2005). Marwede und Reller (2012) stellen ähnliche Überlegungen für CdTe-Module dar und prognostizieren im optimalen Fall, dass ab dem Jahr 2038 die recycelte Menge Tellur ausreicht, um die weitere Nachfrage nach CdTe-Modulen zu befriedigen. Entsprechend ist aktuell eine Wiederverwendung der gesamten Module weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll. Repair ist aufgrund der aktuellen Bauweise der Module kaum denkbar, da hierfür einzelne Komponenten ohne deren Austausch reparierbar sein müssten. Refurbishing wäre der Austausch einzelner Komponenten, wobei im Anschluss ein niedrigeres Qualitätsniveau als beim Remanufacturing erreicht würde. Aufgrund des Aufwands beim Austausch der Komponenten erscheint dies nicht sinnvoll. Doch auch Remanufacturing und Retrieval sind aufgrund der langen Nutzungsdauer für alte Module nicht realistisch, da, neben der oben beschriebenen Veraltung der Technologie, auch die Bauformen im Zeitverlauf variieren. Für frühzeitig defekte Module sind, abhängig vom Defekt, Remanufacturing und Retrieval prinzipiell möglich, solange die Module noch nicht technologisch veraltet sind, beziehungsweise dieselbe Baureihe

noch produziert wird. Die Umsetzbarkeit hängt dabei stark vom Moduldesign ab und es werden fortgeschrittene Verfahren benötigt, um die Komponenten unbeschädigt aus dem Verbund des Moduls auszulösen. Da beschädigt gewonnene Komponenten dem Recycling zugeführt werden, ist der Übergang zwischen den Optionen meist fließend. Aufgrund der Zerlegung in die einzelnen Materialien besteht beim Recycling das Problem eventuell obsoletter Technologie oder veränderter Bauformen nicht. Daher stellt Recycling für die zu erwartende große Menge älterer Module die vielversprechendste Option dar.

Für Dünnschichtmodule geben Marwede et al. (2013) einen Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten der Verwertung.

Allgemein strukturieren Tao und Yu (2015) die in Frage kommenden Recyclingprozesse wie in Abbildung 9 dargestellt. Während der Fokus der beschriebenen Verfahren auf dem Recycling liegt, erlauben einzelne Prozesse auch eine höherwertige Verwertung, wie ein Remanufacturing, bestimmter Komponenten. Der Recyclingprozess besteht grundsätzlich aus einer vorgelagerten Demontage und den anschließenden Prozessen der Delaminierung, der Trennung der einzelnen Materialien und der Raffination der getrennten Materialfraktionen. Nachfolgend wird dieser detailliert beschrieben.

Nach einer initialen Demontage einzelner, leicht abzulösender Komponenten wie der Anschlussdose oder, abhängig vom nachfolgenden Prozess, teilweise des Rahmens, folgt die Delaminierung. Dabei muss der Verbund aus Zellen und Kunststoffschicht aus EVA aufgelöst werden. Teils wird hierfür zunächst das gesamte Modul in kleine Fragmente zerbrochen (Campo, Bonnet, Gegenwart & Beier, 2003; Granata, Pagnanelli, Moscardini, Havlik & Toro, 2014; Zhang, Lv, Ma & Yang, 2013), wodurch ein Remanufacturing der Wafer nicht mehr möglich ist. Häufig durchlaufen aber auch die unbeschädigten Module den Delaminierungsprozess. Die erste Möglichkeit hierfür ist eine thermische Behandlung, bei der die EVA-Schicht verbrennt oder zumindest aufweicht (Berger, Simon, Weimann & Alsema, 2010; Kushiya, Ohshita & Tanaka, 2003; Wang, Hsiao & Du, 2012). Dies wird auch schon im Pilotmaßstab so gehandhabt (Campo et al., 2003; Larsen, 2009). Bei entsprechender Temperaturwahl erlaubt das Verfahren sogar die Glasscheibe intakt abzunehmen und wiederzuverwenden (Wang et al., 2012). Problematisch ist jedoch, dass die hohen Temperaturen auch die Wafer

schädigen können, was den Prozess sehr anspruchsvoll gestaltet und die Gefahr birgt, dass die Wafer nicht mehr für ein Remanufacturing geeignet sind.

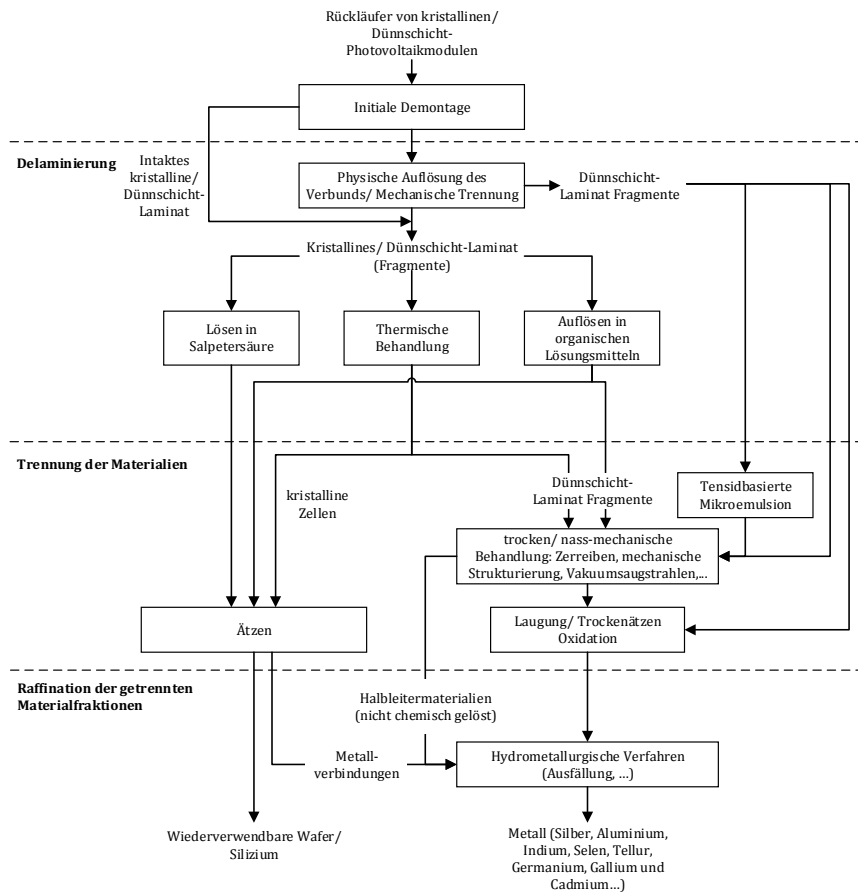


Abbildung 9: Mögliche Recyclingprozesse für Photovoltaikmodule¹²

Die zweite Möglichkeit der Delaminierung nutzt Salpetersäure (Bruton, Scott, Nagle, Man & Fackeral, 1994), die aber als anorganische Säure ebenfalls den Wafer schädigen kann. Die dritte Möglichkeit ist die Auflösung in organischen

¹² Nach Tao und Yu (2015).

Lösungsmitteln (Doi et al., 2001; Kim & Lee, 2012). Auch eine Kombination der drei Möglichkeiten ist machbar. Nach der Delaminierung erfolgt die Trennung der Materialien, insbesondere das Lösen der Front- und Rückseitenkontakte, aber auch der Antireflexionsschicht. Dabei wird nicht nur versucht, den Halbleiter zurück zu gewinnen, sondern auch das verwendete Metall der Kontakte, häufig teures Silber oder giftiges Blei. Auch dazu existieren mehrere Möglichkeiten. Sollen intakte Zellen bearbeitet werden, bedarf es einer Ätzung der Zellen (Kang, Yoo, Lee, Boo & Ryu, 2012; Klugmann-Radziemska, Ostrowski, Drabczyk, Panek & Szkodo, 2010), was aktuell im kommerziellen Maßstab auch so umgesetzt wird (Larsen, 2009). Wird ein nicht kristalliner Halbleiter vorher in kleine Fragmente geteilt, bestehen zunächst mechanische Möglichkeiten, wie Zerreiben (Berger et al., 2010), mechanische Strukturierung (Kushiya et al., 2003) oder Vakuumsaugstrahlen (Berger et al., 2010), teilweise mit anschließenden Flotations- oder Sedimentierungsprozessen (Berger et al., 2010). Dem vorgeschaltet bietet Saperatec (2015) im Pilotmaßstab noch die Möglichkeit, mit einer auf Tensiden basierenden Mikroemulsion die Halbleiterschichten so abzutrennen, dass diese chemisch ungelöst vorliegen und entsprechend keinen weiteren Schritt benötigen, um wieder aus einer Lösung zurückgewonnen zu werden. Grundsätzlich ist die mechanische Behandlung nicht nötig, denn die anschließenden chemischen Prozesse sind auch allein in der Lage, die Trennung der Halbleitermaterialien vorzunehmen. Allerdings verringern die mechanischen Prozesse den Chemikalienaufwand teils deutlich. Als chemische Prozesse zur Halbleitertrennung wird in erster Linie Laugung verwendet, das sogenannte „Leaching“. Dabei werden die Metalle unter Verwendung verschiedener Säuren und Oxidationsmittel gelöst (Fthenakis & Wang, 2006; Marwede et al., 2013; Palitzsch & Loser, 2013). Im dritten Schritt, der Raffination der getrennten Materialfraktionen, können die oben beschriebenen Verfahren der Behandlung von Produktionsabfällen verwendet werden. Genauso gibt es aber auch spezifische Prozesse, um die Metalle der Kontakte und der Halbleiter wieder zurückzugewinnen. Um das Metall aus der zum Ätzen verwendeten Lösung zu raffinieren, schlagen beispielsweise Nieland, Neuhaus, Pfaff und Rädlein (2012) ein nasschemisches Verfahren vor. Im kommerziellen Maßstab findet aber noch kein solcher Prozess direkt in Verbindung mit dem Modulrecycling statt, das Leaching wird bisher, wenn überhaupt, von Drittanbietern umgesetzt (Larsen, 2009).

Prinzipiell haben die hauptsächlich hydrometallurgischen Verfahren den Nachteil, dass häufig große Mengen an Chemikalien eingesetzt werden müssen. Sobald aber größere Mengen von Modulen zum Recycling zur Verfügung stehen, könnten auch pyrometallurgische Verfahren effizient werden. Am Ende der möglichen Prozesse könnten damit einige Komponenten wiederverwendet werden, meist jedoch findet klassisches Recycling statt und die verbauten Materialien werden zurückgewonnen. Das heißt, es werden entweder Silizium oder die Metalle der Halbleiter von Dünnschichtmodulen beziehungsweise die Metalle der Kontakte in Reinform wieder erlangt. (Tao & Yu, 2015)

Legislativ sind mittlerweile auch Photovoltaikmodule im Rahmen der WEEE-Richtlinie (Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union, 2012) erfasst. Dabei gelten gewisse Zielvorgaben, die in Tabelle 2 dargestellt sind. Abhängig vom Zeitraum ist festgelegt, welcher Prozentsatz der Module verwertet werden muss und welcher Prozentsatz höherwertig behandelt werden muss. Allerdings bezieht sich der Prozentsatz auf das Gewicht der Module. Eine höherwertige Behandlung bedeutet, dass die Module entweder eine der Optionen der Vorbereitung zur Wiederverwendung durchlaufen oder recycelt werden.

Tabelle 2: Quoten für die Verwertung von Photovoltaikmodulen nach WEEE-Richtlinie¹³

	13.08.2012 bis 14.08.2015	15.08.2015 bis 14.08.2018	ab 15.08.2018
Verwertung	75%	80%	85%
Recyclen oder zur Wiederverwendung vorbereiten	65%	70%	80%

Die größten Masseanteile in kristallinen Modulen sind Glas und Aluminium (Denzner & Dirr, 2014). Für beide Werkstoffe bestehen bereits etablierte Recyclingverfahren. Auch beim Recycling von Photovoltaikmodulen sind diese etablierten Verfahren einsetzbar, wodurch bereits heute der massenmäßig größte Anteil der kristallinen Module recycelt werden kann. In erster Linie findet aktuell das Abtrennen des Rahmens, der meist aus Aluminium besteht, und im Anschluss

¹³ Daten nach Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union (2012).

ein Shreddern der Module für das Glasrecycling statt (Degel & Walther, 2015). Die verbleibenden, massenmäßig nur geringen Anteile an Silber, Silizium oder Kunststoffen werden dabei keiner höherwertigen Behandlung zugeführt (Degel & Walther, 2015). Mit diesem Vorgehen können die aus der WEEE-Richtlinie (Europäisches Parlament, Rat der europäischen Union, 2012) hervorgehenden Recyclingverpflichtungen, die rein auf die Masse abzielen, erfüllt werden (Degel & Walther, 2016).

2.4 Von der Wertschöpfungskette zum Kreislaufwirtschaftssystem

In der klassischen, vorwärts gerichteten Wertschöpfungskette betrachtet man den Güterfluss vom Rohstofflieferanten bis zum Endabnehmer. Die sogenannte „Supply Chain“ umfasst im Wesentlichen die Stufen Beschaffung, Produktion, Distribution und Absatz und besteht aus allen Parteien, die direkt oder indirekt an der Ausführung einer Kundenbestellung beteiligt sind. Darin eingeschlossen sind auch die zugehörige Logistik, also Transport und Lagerung der entsprechenden Güter, die korrespondierenden Geldströme sowie der nötige Informationsaustausch. (Chopra & Meindl, 2014)

Eine integrierte Sichtweise, die sich über die gesamte Supply Chain erstreckt und die zugehörigen Flüsse von Gütern, Geld und Information vom Rohstofflieferanten bis hin zum Kunden umfasst, wird als Supply Chain Management bezeichnet (Tempelmeier, 2010). Die Aufgaben und Probleme, die im Zusammenhang mit dem Supply Chain Management auftreten, lassen sich dabei in langfristige strategische sowie mittel- und kurzfristige operative Probleme unterteilen und den jeweiligen Prozessen von der Beschaffung zur Produktion, über die Distribution zum Absatz zuordnen (Fleischmann, Meyr & Wagner, 2010). Ziel ist es dabei, die Koordination so zu gestalten, dass die ökonomische Zielgröße optimiert wird.

Neben häufig vorhandenen ökonomischen Vorteilen durch die Berücksichtigung ökologischer und sozialer Aspekte (Seuring & Müller, 2008) können auch gesetzliche Regelungen oder der Druck der Abnehmer Unternehmen zwingen, zusätzlich zur ökonomischen Zielsetzung ökologische und soziale Aspekte einzubeziehen. Die ausgewogene Berücksichtigung aller drei Dimensionen ist der zentrale Leitgedanke der Nachhaltigkeit und findet sich in vielfältigen Konzepten, beispielsweise der „triple bottom line“, wieder (Elkington, 1998). Daraus lassen

sich Handlungsoptionen ableiten, deren Ziel eine nachhaltige Entwicklung sein muss, um dem Grundsatz gerecht zu werden, heutige Bedürfnisse zu erfüllen, ohne künftigen Generationen die Möglichkeit zu nehmen, ihre eigenen Bedürfnisse zu befriedigen (United Nations, 1987).

In der Folge fand auch im Bereich des Supply Chain Managements ein Umdenken hin zu einer stärkeren Berücksichtigung nachhaltiger Aspekte statt. Zunächst führte dies zum Konzept des „Sustainable Supply Chain Management“, das den zusätzlichen Einbezug ökologischer und sozialer Aspekte entlang der vorwärts gerichteten Supply Chain umfasst (Seuring & Müller, 2008). Hier steht im Vordergrund, dass die zugehörigen Systeme und Prozesse sparsam mit Energie und natürlichen Ressourcen umgehen, ohne die Umwelt unnötig zu belasten und gleichzeitig rentabel, sicher und nicht der Gesundheit abträglich sind (Glavič & Lukman, 2007). Eng verwoben mit dem Begriff des Sustainable Supply Chain Managements ist der Begriff des „Green Supply Chain Management“, welcher als Teilmenge des erstgenannten verstanden werden kann, da hier lediglich zwei der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit, nämlich die ökonomische und die ökologische Dimension, betrachtet werden (Ahi & Searcy, 2013). Zu beiden Konzepten existieren einige zusammenfassende Veröffentlichungen (Abbasi & Nilsson, 2012; Beske & Seuring, 2014; Carter & Easton, 2011; Carter & Rogers, 2008; Nikolopoulou & Ierapetritou, 2012; Sarkis, Zhu & Lai, 2011; Schaltegger & Burritt, 2014; Seuring & Müller, 2008; Srivastava, 2007).

Analog zum Green Supply Chain Management befasst sich „Industrial Ecology“ mit den Dimensionen Ökonomie und Ökologie und untersucht die Zusammenhänge zwischen industriellen Systemen und der natürlichen Umwelt. Ziel ist es hierbei, von der Einbahnstraße der Verwendung von Ressourcen als Produktionsmittel, die nach Verwendung im Müll landen („Cradle to Grave“), zu einem Kreislauf der Ressourcen zu gelangen, in welchem diese zurückgewonnen und erneut für die Produktion verwendet werden („Cradle to Cradle“). (de Brito & Dekker, 2010; Graedel & Allenby, 2003)

Für eine nachhaltige Entwicklung ist es also unabdingbar, neben der Berücksichtigung von Aspekten der Nachhaltigkeit in der vorwärts gerichteten Supply Chain auch den Rückfluss der Güter nach ihrer Nutzungsphase zu organisieren. Die Ergänzung der vorwärts gerichteten Supply Chain um den

rückwärts gerichteten Aspekt führt gesamtheitlich zum Schließen des Kreislaufs der Ressourcen und damit zum „Closed-Loop Supply Chain Management“ (Guide & van Wassenhove, 2009; Lebreton, 2007; Stindt & Sahamie, 2014). Im Deutschen unter dem Begriff Kreislaufwirtschaftssysteme bekannt, spielen diese eine herausragende Rolle bei der Realisierung nachhaltigen Wirtschaftens (Kleindorfer, Singhal & van Wassenhove, 2005) und sind nahezu per se nachhaltig, da die Rückführung der Güter an sich meist ökonomische, ökologische und soziale Vorteile bringt (Quariguasi Frota Neto, Walther, Bloemhof, van Nunen & Spengler, 2010). Durch die gesamtheitliche Betrachtung ist es außerdem möglich, die Aktivitäten entlang der vorwärts gerichteten Supply Chain mit denen der rückwärts gerichteten Supply Chain zu koordinieren (de Brito & Dekker, 2010). Einen aktuellen Überblick geben Govindan, Soleimani und Kannan (2015).

Damit befasst sich Sustainable Supply Chain Management mit dem vorwärts gerichteten Teil des Closed-Loop Supply Chain Managements, während die alleinige Betrachtung des rückwärts gerichteten Teils unter dem Begriff „Reverse Supply Chain Management“ zu finden ist (Brandenburg, Govindan, Sarkis & Seuring, 2014). Analog findet der Begriff „Reverse Logistics“ Anwendung (de Brito & Dekker, 2010). Darunter fällt auch die Behandlung interner Rückläufer aufgrund von Beschädigungen, saisonalen Beständen oder Ähnlichem, genauso wie Konzepte für Recycling oder den Umgang mit Gefahrgütern (Rogers & Tibben-Lembke, 1999). Wie im klassischen Supply Chain Management lassen sich die Planungsaufgaben entlang der rückwärts gerichteten Supply Chain ebenfalls in langfristige strategische Probleme und mittel- und kurzfristige operative Probleme unterteilen und den Prozessen „Product Returns Management“, „Reprocessing Operations“ und „Remarketing/ Reintegration“ zuordnen (Nuss, Sahamie & Stindt, 2014).

Den schematischen Aufbau eines Kreislaufwirtschaftssystems sowie die hierarchische Klassifikation der Planungsaufgaben zeigt Abbildung 10. Die Unterscheidung nach den jeweiligen Prozessen ist in einem Kreislauf dargestellt, zudem findet eine weitere Aufteilung nach der Dimension Planungshorizont statt. (Dirr, Nebel, Sahamie & Tuma, 2014)

Langfristige Planungsaufgaben sind sowohl in der vorwärts gerichteten als auch in der rückwärts gerichteten Supply Chain „in einer einzelnen Box dargestellt, um den

umfassenden, ganzheitlichen Charakter der strategischen Planung zu visualisieren“ (Fleischmann et al., 2010, S.97). Die Gestaltung von Rückflussnetzwerken wird von diesen strategischen Planungsaufgaben maßgeblich bestimmt und die resultierenden Entscheidungen sind Grundlage für die nachgelagerte mittel- und kurzfristige Planung. Während die Planung auf strategischer Ebene auf hohem Abstraktionsniveau stattfindet, ist auf den nachgelagerten Ebenen mit kürzerem Planungshorizont die konkrete Umsetzung im Fokus. Unsicherheit innerhalb eines Kreislaufwirtschaftssystems entsteht durch den Verbraucher doppelt. Im Vorwärtsfluss durch eine stochastische Nachfrage für neue und auch für aufbereitete Produkte und im Rückwärtsfluss durch die stochastische Natur von Zeitpunkt, Menge und Qualität der Rückflüsse. (Dirr et al., 2014)

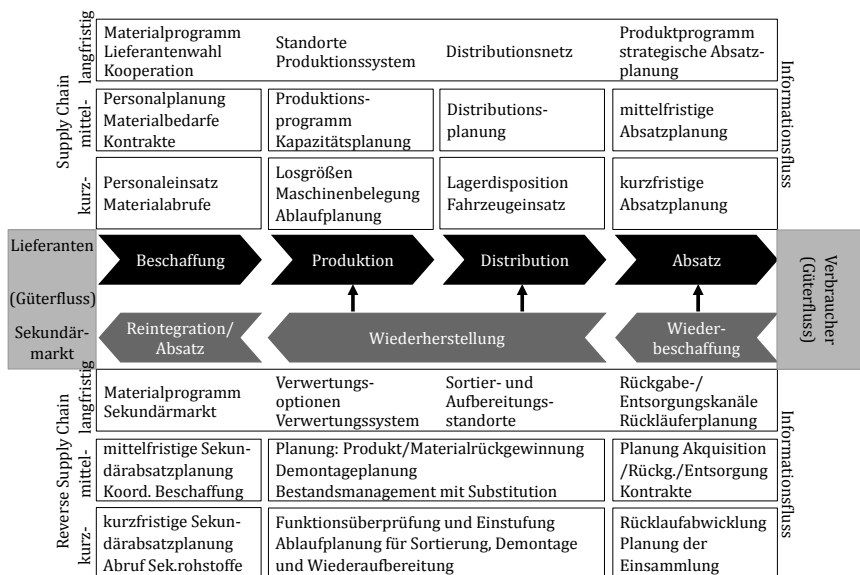


Abbildung 10: Strukturelle Planung eines Kreislaufwirtschaftssystems¹⁴

¹⁴ Nach Dirr, Nebel, Sahamie und Tuma (2014) in Anlehnung an Fleischmann, Meyr und Wagner (2010), Krikke, Bloemhof-Ruwaard und van Wassenhove (2003) und Nuss, Sahamie und Stindt (2014).

Dies macht komplexe und leistungsstarke Prognoseverfahren und die daraus ableitbaren Erkenntnisse bezüglich des Aufkommens zu einem Schlüsselfaktor für die erfolgreiche Planung von Kreislaufwirtschaftssystemen.

Strategische Planung eines Kreislaufwirtschaftssystems
für Photovoltaikmodule

Datenbasierte Prognose und Entwicklung eines
umfassenden Systemverständnisses

Dirr, M.

2017, XIV, 193 S. 53 Abb., Softcover

ISBN: 978-3-658-15891-0