

DIPLOMARBEIT

Titel der Diplomarbeit

Ökobilanzen verschiedener Photovoltaikanlagen unter besonderer Berücksichtigung der Energiebilanzen

Verfasser

David Fritz

angestrebter akademischer Grad

Magister der Naturwissenschaften (Mag. rer. nat.)

Wien, 2012

Studienkennzahl lt. Studienblatt: A 411

Studienrichtung lt. Studienblatt: Diplomstudium Physik

Betreuer: a.o.Univ.Prof. Dr.phil. Wolfgang Kromp

Abstract

Ziel der Arbeit liegt in einer Zusammenfassung unterschiedlicher Ökobilanzen verschiedener Photovoltaik-Anlagen (PVA). Dieses Ziel wurde mittels ausführlicher Literaturrecherche und acht qualitativen Experteninterviews verfolgt. Wichtige Parameter einer Ökobilanz sind zum Beispiel die energetische Rücklaufzeit (Energy Pay Back Time, EPBT) oder die Treibhausgas-Emissionen (GHGE).

Die EPBT für PVA liegt in Europa, je nach verwendeter Technologie und Installationsort (geografischer Ort in Europa), zwischen ein und vier Jahren, dem gegenüber steht eine PV-Anlagenlebensdauer von 20-30 Jahren. Für österreichische Einstrahlungsbedingungen ergibt sich eine EPBT von ungefähr zwei Jahren. Bei Anwendung einiger Dünnschicht-Technologien, beispielsweise CdTe-Systemen, geht die EPBT für südeuropäische Sonneneinstrahlung auf unter ein Jahr zurück. Eine vergleichbar kurze EPBT wurde auch schon für sonnenlichtkonzentrierende PVA (CPV) in Südeuropa erreicht.

Die GHGE von PVA hängen sehr stark vom zugrundeliegenden Energiemix ab. Je GHGE-ärmer der Netzmix desto weniger GHGE fallen entlang der gesamten Produktionskette an. Die GHGE vom Abbau der Rohstoffe bis zum end-of-life Management für die PV-Technologie liegen zwischen 10 und 180 g CO₂-eq/kWh (bei nichtkonzentrierenden PVA macht die Herstellung der Module ca. 60-80% der GHGE aus, bei konzentrierender PV-Technologie nur ca. 50%). Der laufende Betrieb von PVA verursacht kaum CO₂-Emissionen. Wenn der Anteil der erneuerbaren Energieträger im europäischen Netzmix steigen wird, werden auch die herstellungsbedingten GHGE von PVA sinken.

Im Vergleich zu konventionellen Energiebereitstellungsarten fallen bei der PV deutlich weniger Schadstoff- bzw. Schwermetall- Emissionen an. Diese entstehen hauptsächlich aus der zur Produktion von PVA benötigten Energie. Auch diese könnten in Zukunft bei Zunahme an erneuerbarer Energie im Energienetzmix sinken.

Forschungsprojekte zu Recycling-Pfaden in der PV-Technologie zeigen positive ökologische und ökonomische Effekte auf die PV-Technologie (u.a. deutliche Reduktionspotentiale bezüglich Humantoxizität, Photochemische Oxidation, Boden- und Meeresversauerung sowie Eutrophierung).

Des Weiteren stellt diese Arbeit Betrachtungen zu den sozioökonomischen Auswirkungen einer starken Verbreitung von PV-Technologie an. Dabei sind von besonderem Interesse die Speicherproblematik, unterschiedliche Anlagenformen, das Großprojekt „Desertec“, sowie energieautonomes Österreich.

Inhaltsverzeichnis

Abstract.....	3
Inhaltsverzeichnis	4
Verwendete Abkürzungen.....	7
1. Einleitung und Problemstellung.....	9
1.1 Motivation	9
1.2 Grundlagen der Photovoltaik– Problemstellung und Stand des Wissens.....	9
1.2.1 Geschichte der PV [ACT 2011]	9
1.2.2 Physikalischen Grundlagen.....	10
1.3 Verschiedene PV-Zelltypen.....	15
2. Ziele.....	16
2.1 Ziel 1: Vergleich der Energiebilanzen verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. –Anlagen	16
2.2 Ziel 2: Vergleich von Treibhausgas (GHG)- bzw. CO ₂ -Bilanzen verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. –Anlagen.....	16
2.3 Ziel 3: Vergleich der Ökotoxizitäts-Bewertung verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. –Anlagen.....	16
2.4 Ziel 4: Vergleich des Ressourcenverbrauches verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. –Anlagen und end-of-life Behandlung von ausgedienten Anlagen	17
2.5 Ziel 5: Soziökonomische Aspekte der PV-Technologie	17
2.6 Ziel 6: Zukunftsentwicklung der PV-Technologie in der Praxis	17
3. Methoden.....	18
3.1 Literaturrecherche und -analyse.....	18
3.2 Qualitative Experteninterviews	18
4. Ergebnisse und Diskussion.....	20
4.1 Energiebilanzen, Energy Pay Back Time (EPBT) und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien.....	20
4.1.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zu Energiebilanzen, Energy Pay Back Time (EPBT) und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien.....	22
4.1.2 Ergebnisse der Interviews zu Energiebilanzen und EPBT	40
4.1.3 Lebensdauer von Solarzellen bzw. PV-Anlagen.....	41
4.1.4 Synthese über Energiebilanzen und EPBT bzw. Lebensdauer unterschiedlicher PV-Technologien.....	42
4.2 Treibhausgas(GHG)- bzw. CO ₂ -Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien	44
4.2.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zu Treibhausgas(GHG)- bzw. CO ₂ -Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien	44
4.2.2 Ergebnisse der Interviews zu den Treibhausgasbilanzen.....	57

4.2.3	Synthese über Treibhausgas- bzw. CO ₂ Bilanzen unterschiedlicher PV Technologien	59
4.3	Ökotoxizität bzw. Schadstoffemissionen bei unterschiedlichen PV-Technologien	60
4.3.1	Ergebnisse der Literaturrecherche zur Ökotoxizität bzw. zu den Schadstoffemissionen bei unterschiedlichen PV-Technologien.....	60
4.3.2	Ergebnisse der Experteninterviews zur Ökotoxizität.....	69
4.3.3	Synthese über Ökotoxizität bzw. Schadstoffemissionen unterschiedlicher PV-Technologien	71
4.4	Recycling ausgedienter PVA – ökologische Vorteile durch Wiederverwertung	73
4.4.1	Ergebnisse der Literaturrecherche zum Recycling ausgedienter PVA	73
4.4.2	Ergebnisse der Experteninterviews zu Recycling und Ressourcenverbrauch	77
4.4.3	Synthese über Ressourcenverbrauch und Recycling	79
4.5	Sozioökonomische Bedeutung der Photovoltaik.....	80
4.5.1	Energiepolitische Bedeutung der Photovoltaik in der EU und in Österreich.	80
4.5.2	Vor- und Nachteile einer zentralen bzw. dezentralen Solarzellenproduktion	84
4.5.3	Vor- und Nachteile von Klein- und Großanlagen bzw. Großanlage in der Sahara: Stichwort Desertec.....	85
4.5.4	Speicherproblematik in der PV-Technologie	89
4.5.5	Unterschiedliche Solarzellenproduktionsformen.....	95
4.5.6	Energieautonomie für Österreich	100
4.5.7	Zusammenfassende Betrachtung: Neue Erkenntnisse aus den Experteninterviews.....	104
5.	Literaturverzeichnis.....	106
6.	Abbildungsverzeichnis	111
7.	Tabellenverzeichnis	113
8.	Anhang	114
8.1	Fragebogen zu den Experteninterviews	114
8.2	Ausführliche Zusammenfassung	115
8.3	Curriculum Vitae	119

Verwendete Abkürzungen

a-Si: amorphes Silizium
AM: Air Mass
BOS: Balance of System
c-Si: kristallines Silizium
CED: Cumulative Energy Demand
CIS: Kupfer-Indium-Diselenid
CdTe: Cadmium-Tellurid
CPV: konzentrierende PV
DNI: Direct Normal Irradiation
EF: Emissionsfaktor
EG: electronic grade
ENTSO-E: Nachfolgeorganisation der UCTE
EPBT: Energy Payback Time
EVU: Energieversorgungsunternehmen
GHG: Greenhouse Gas
GHGE: Treibhausgasemissionen
GI: Global Irradiation
GWP: Global Warming Potential
IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change
IEA: International Energy Agency
LCA: Life Cycle Assessment/Analysis
LCE: Life Cycle GHG Emissions-Faktor
LCIs: Life Cycle Inventories
mc: multikristallin
O&M: Operation und Management
PR: Performance Ratio
PV: Photovoltaik
PVA: Photovoltaik-Anlage
REC: Renewable Energy Corporation
sc: singlekristallin
Si: Silizium
SoG: solar grade
UCTE: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

1. Einleitung und Problemstellung

1.1 Motivation

Die Bevölkerungsexplosion der letzten Jahrzehnte und der exponentiell steigende Energieverbrauch in Kombination mit einer Verknappung von konventionellen Energieträgern (Kohle, Erdöl und Erdgas) verdeutlichen, dass unser derzeitiger Energieverbrauch nur durch alternative Energiequellen auch in Zukunft gewährleistet werden kann. Die Atomkraft stellt keine Option im Sinne der Nachhaltigkeit dar, da auch Uran nur in begrenzten Mengen zur Verfügung steht und die Entsorgung des Atommülls Risiken hinterlässt, die Jahrtausende bestehen. Außerdem verdeutlichen Katastrophen wie Fukushima oder Tschernobyl, dass diese Technologie nicht beherrschbar ist.

Die Zunahme des Umweltbewusstseins und der Wunsch nach Nachhaltigkeit in der Bevölkerung rücken die Energiegewinnung aus erneuerbaren Ressourcen immer mehr in den Vordergrund. Dabei spielen die sich häufenden Naturkatastrophen (Überschwemmungen, Tornados, Wüstenbildung, Artensterben, u.a.) aufgrund der anthropogenen Klimaerwärmung, auch durch den hohen CO₂-Ausstoß bei Verbrennung fossiler Rohstoffe, eine Rolle. Es zeigt deutlich, dass die konventionelle Energiegewinnung an ihre Grenzen gestoßen ist.

Alternative Energiequellen sind z.B. Wasserkraft, Windenergie, Biomasse, Meeresströmungen, Erdwärme aber auch die direkte Nutzung der Sonnenenergie über Solarthermie oder Photovoltaik (PV).

Photovoltaik erlebt in den letzten Jahren einen starken Aufschwung sowohl in der Verbreitung in der Praxis wie auch in der Weiterentwicklung der Technologie. Die öffentliche Diskussion über die Umweltauswirkungen, die tatsächliche Energieeffizienz bzw. die Amortisation der für die Herstellung der Photovoltaikzellen benötigten Energie, basiert oft wenig auf wissenschaftlich belegten Fakten. In dieser Arbeit werden aktuelle wissenschaftliche Arbeiten zu Energiebilanzen, Ressourcenverbrauch, Ökotoxizität und CO₂-Bilanzen von unterschiedlichen Photovoltaiktechnologien recherchiert und vergleichend untersucht.

1.2 Grundlagen der Photovoltaik– Problemstellung und Stand des Wissens

Für ein besseres Verständnis gibt es an dieser Stelle eine kurze Einführung in die physikalischen Grundlagen der PV-Technologie und einen kurzen Überblick über die Geschichte dieser relativ neuen Technologie.

Die folgenden Ausführungen wurden im Wesentlichen ACT (2011) entnommen.

Photovoltaik bezeichnet die direkte Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie. Dieser Vorgang beruht auf den photoelektrischen Effekt (wird später näher erläutert).

1.2.1 Geschichte der PV [ACT 2011]

Bereits im Jahr 1839 entdeckte Alexander Becquerel den Photoeffekt, bei dem elektrische Ladungsträgerpaare durch eintreffendes Sonnenlicht getrennt werden. Albert Ein-

stein lieferte 1905 die physikalische Erklärung dieses Effektes mithilfe der Lichtquantenhypothese, wofür er 1921 den Nobelpreis für Physik bekam.

Es dauerte aber noch über 50 Jahre bis die erste funktionierende Solarzelle hergestellt wurde. Motiviert von dem Wunsch die Energieversorgung von Satelliten durch Sonnenenergie zu gewährleisten wurde 1954 in den Bell Laboratorien in den USA die erste Siliziumsolarzelle hergestellt. Dabei wurde ein Wirkungsgrad von ca. 5% erreicht [ACT 2011]. Ausgelöst durch die Ölkrise 1973 und die damit verbundene Verteuerung der konventionellen Energieaufbereitung, entwickelte sich ein starkes Interesse an „Energieerzeugung“ mittels Sonnenenergie.

Es wurde versucht die damals in der Produktion noch sehr teuren Solarzellen durch technischen Fortschritt billiger zu machen. Von besonderem Interesse war dabei die Erhöhung des Wirkungsgrades [ACT 2011].

1.2.2 Physikalischen Grundlagen

Die folgenden Ausführungen wurden im Wesentlichen (ACT 2011) entnommen.

Der optische Spektralbereich der von der Sonne auf die Erde abgegebenen elektromagnetischen Strahlung reicht von fernem Ultraviolett (100-200nm) bis zu fernem Infrarot ($5 \cdot 10^4$ bis 10^6 nm) [ACT 2011].

Der sichtbare Bereich liegt zwischen 380nm bis 780nm [Schatz und Tammer 2012].

Es zeigt sich eine Abhängigkeit der Intensität der Sonneneinstrahlung von der Wellenlänge λ (siehe Abbildung 1).

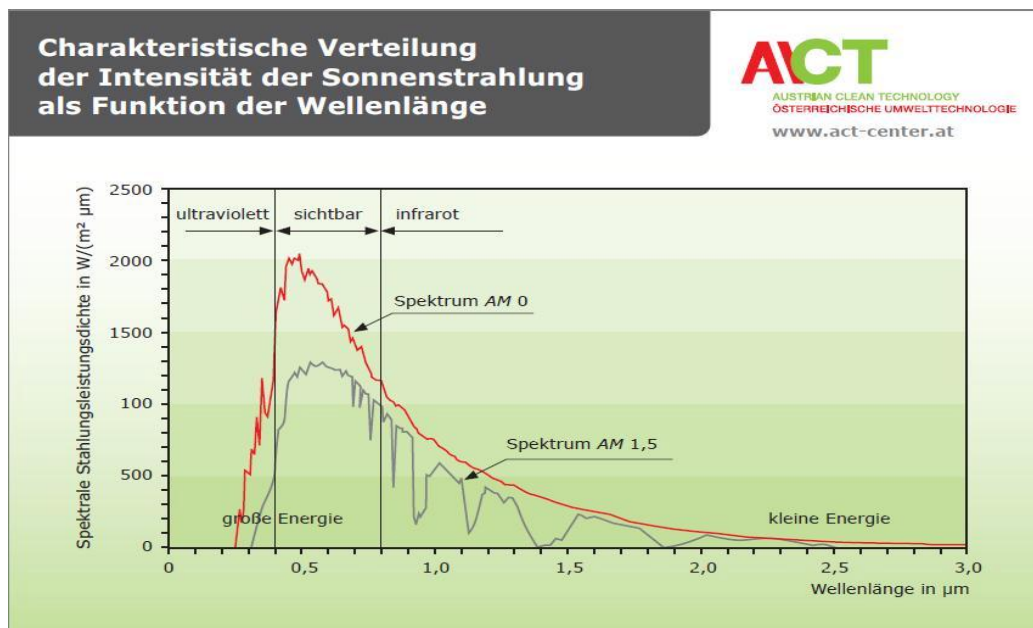


Abbildung 1: Spektrale Strahlungsverteilung des Sonnenlichtes, ACT 2011

Der sichtbare Bereich wird bei der PV-Technologie zur Stromproduktion verwendet. Abbildung 1 zeigt, dass in diesem Wellenlängenbereich die Intensität der einfallenden Strahlung am Größten ist.

In dieser Abbildung ist die spektrale Strahlungsleistungsdichte [$\text{W}/(\text{m}^2 \mu\text{m})$] gegen die Wellenlänge λ [μm] aufgetragen.

Spektrum Air Mass 0 (AM=0) entspricht der Intensität der Sonnenstrahlung außerhalb der Atmosphäre, das sogenannte extraterrestrische Spektrum [Wagner, 2010].

Air Mass ist die Luftmasse die die Sonnenstrahlung durchqueren muss um auf die Erde zu treffen.

Die Solarkonstante $S_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ ist der Jahresmittelwert der extraterrestrischen Bestrahlungsstärke, das heißt die Strahlungsleistung der Sonne oberhalb des Atmosphäreninflusses pro Flächeneinheit [Wagner, 2010].

In Abbildung 1 ist der Einfluss der Atmosphäre, dieser zeigt sich vor allem durch Absorptions- und Streuungseffekten [Wagner 2010], auf das Sonnenspektrum gut ersichtlich.

Spektrum AM 1,5 bedeutet, die Strahlung musste die 1,5-fache Breite der Atmosphäre durchqueren, was einem Sonnenhöhenwinkel von ca. 42° entspricht. Das ist ein guter Mittelwert für Mitteleuropa [ACT 2011].

Dieses Spektrum AM 1,5 ist wichtig für die Qualitätskontrolle von PV-Zellen [Wagner 2010].

Als Halbleiterelemente für die Herstellung von PV-Zellen werden zum Beispiel Silizium, Gallium-Arsenid (GaAs), Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) verwendet. Das am häufigsten verwendete Element ist kristallines Silizium (c-Si), deshalb wird nachfolgend die Funktionsweise einer Solarzelle anhand dieses Elementes beschrieben.

Funktionsprinzip anhand einer Si-Solarzelle:

Die folgenden Ausführungen stammen aus ACT (2011).

Silizium besitzt in seiner äußeren Hülle vier Elektronen, die sogenannten Valenzelektronen. Im Kristallgitter (Diamantgitter, Abbildung 2) gehen zwei Elektronen benachbarter Siliziumatome eine Elektronenpaarbindung ein. Durch Energieeinstrahlung mittels Photonen kann ein Elektron aus dem Verband herausgelöst werden (Photoeffekt), es entsteht ein Loch und ein frei bewegliches Elektron das zum Ladungstransport verwendet werden kann. Im reinen Si-Kristall wird dieses Elektron aber sehr schnell wieder vom positiv geladenen Kern eingefangen, sodass kein nennenswerter Ladungstransport möglich ist.

Im Allgemeinen ist Si ungeladen und es stehen keine freien Elektronen für den Ladungstransport zur Verfügung

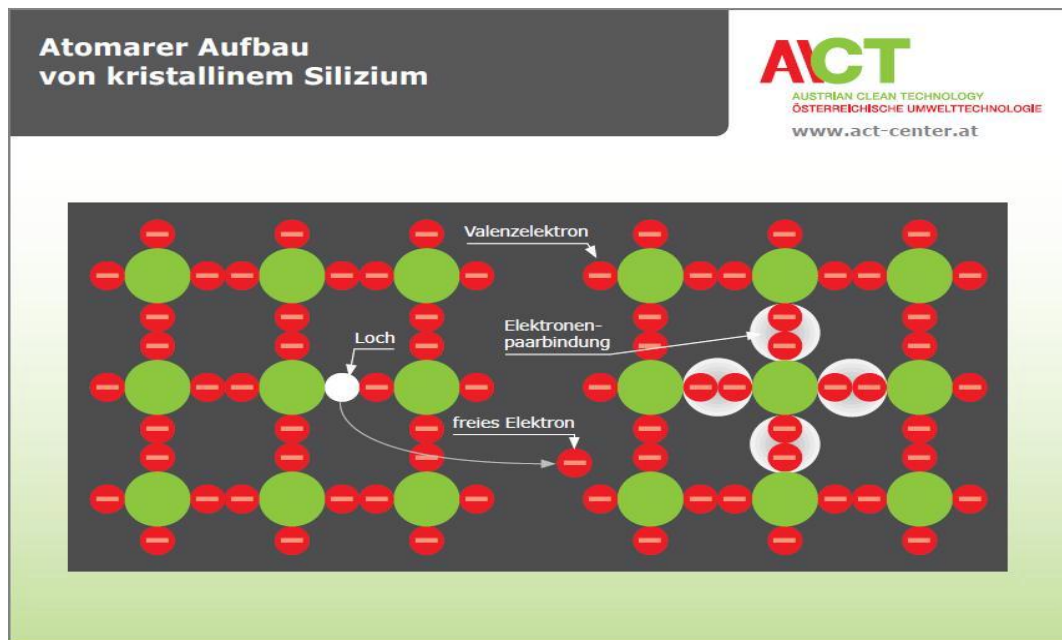


Abbildung 2: schematisches Siliziumkristallgitter, ACT 2011

Um einen besseren Ladungstransport zu gewährleisten werden gezielt Verunreinigungen in das Kristallgitter eingebaut (Abbildung 3). Dies geschieht mittels Dotieratomen. Wichtige Vertreter sind Phosphor bzw. Boratome.

Phosphoratome besitzen fünf äußere Valenzelektronen, vier von diesen gehen eine Elektronenpaarbindung mit den Valenzelektronen des Siliziumatoms ein. Aber es bleibt ein Elektron über. Dieses freie Elektron kann zum Ladungstransport verwendet werden. Dieser Vorgang wird als n-Dotierung bezeichnet, da das Elektron negativ geladen ist.

Boratome besitzen nur drei Valenzelektronen, das bedeutet es fehlt immer ein Elektron für eine komplette Bindung im Kristallgitter. Es handelt sich hierbei um sog. Löcher (fehlende Bindungselektronen) und eine p-Dotierung. Löcher werden auch positive Ladungsträger genannt.

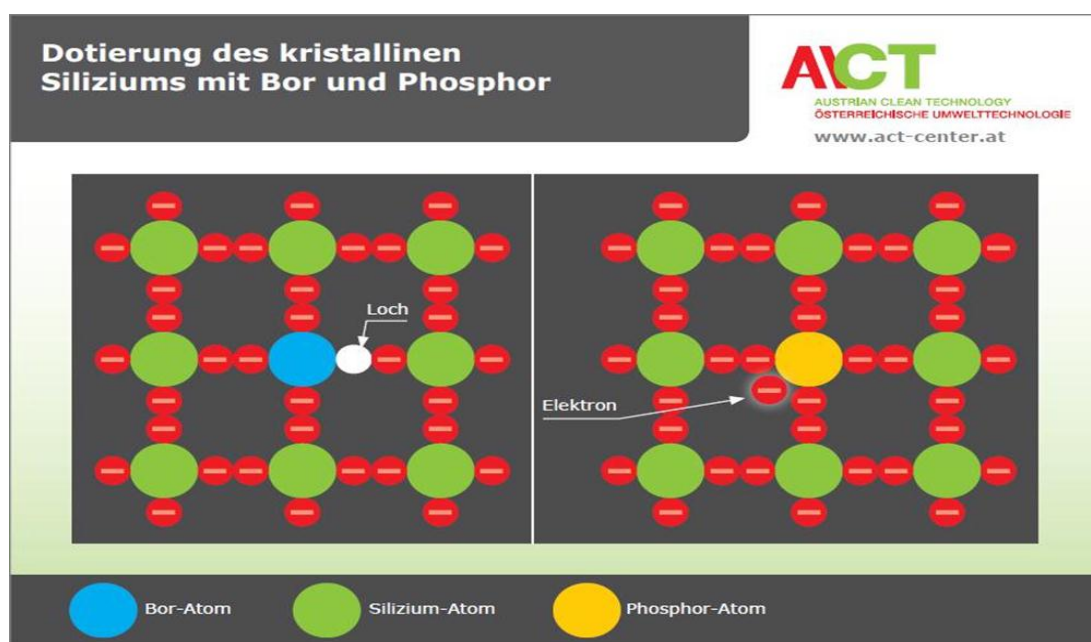


Abbildung 3: Siliziumkristallgitter mit Dotierung, ACT 2011

Werden n- und p-dotierte Halbleiterschichten in Verbindung gebracht (Abbildung 4), diffundieren die Elektronen in die p-Region und die Löcher wandern in die n-Region. Im Verbindungsbereich entsteht eine Raumladungszone, die fast Ladungsträger frei ist.

Das nun entstandene elektrische Feld wirkt der Bewegung der Ladungsträger entgegen, sodass die Diffusion zum Erliegen kommt.

Dieser p-n-Übergang ist ein wesentliches Element in der Halbleitertechnologie und somit auch für die Photovoltaik.

In der Raumladungszone sind die Elektronen fest gebunden. Sie können aber durch den Photoeffekt herausgeschlagen werden, falls die eintreffenden Photonen passende Energie haben. Durch das Spannungsfeld in der Raumladungszone werden die Elektronen-Loch-Paare getrennt und wandern gemäß ihrer Ladung zu den jeweiligen Zonen. Werden nun die beiden Zonen elektrisch kontaktiert, können die durch den Photoeffekt erzeugten Ladungsträger-Paare abgeführt werden und Strom kann fließen. Von Leerlaufspannung spricht man, wenn die Solarzelle nicht belastet wird, das entspricht auch der größtmöglichen Spannung.

Es gelangen aber durch Rekombinationsmechanismen nicht alle herausgeschlagenen Elektronen-Loch-Paare zu den elektrischen Kontakten.

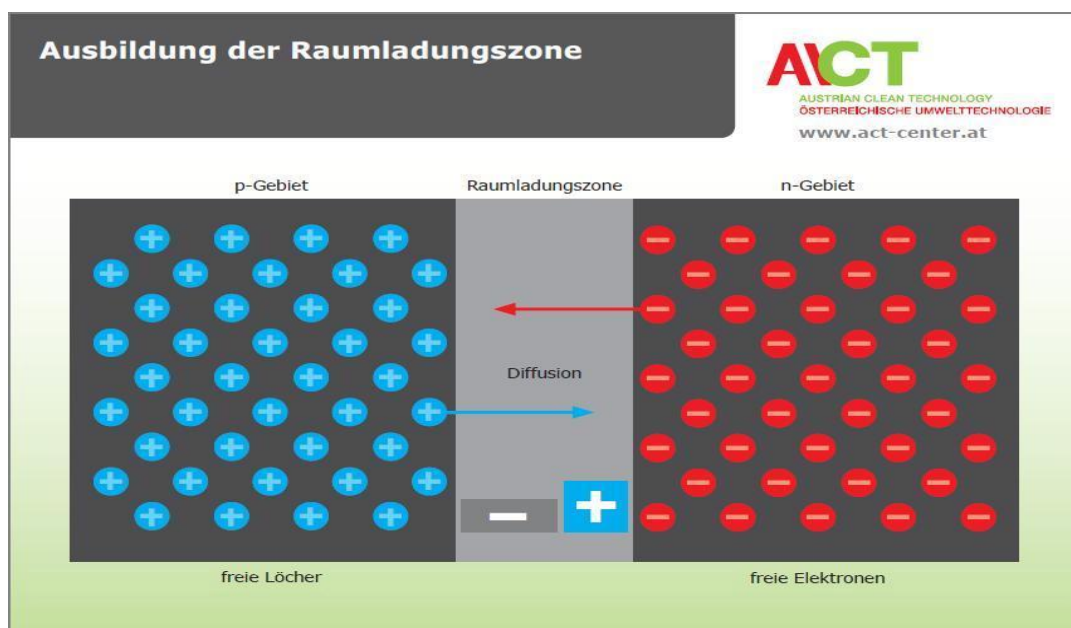


Abbildung 4: pn-Übergang mit Raumladungszone, ACT 2011

Dies ist das Prinzip wie mittels Sonnenlicht elektrischer Strom hergestellt werden kann. Die Si-Solarzelle wird noch weiterverarbeitet, elektrisch kontaktiert und einlamiert bevor sie zum Einsatz kommt.

Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung einer PV-Zelle.

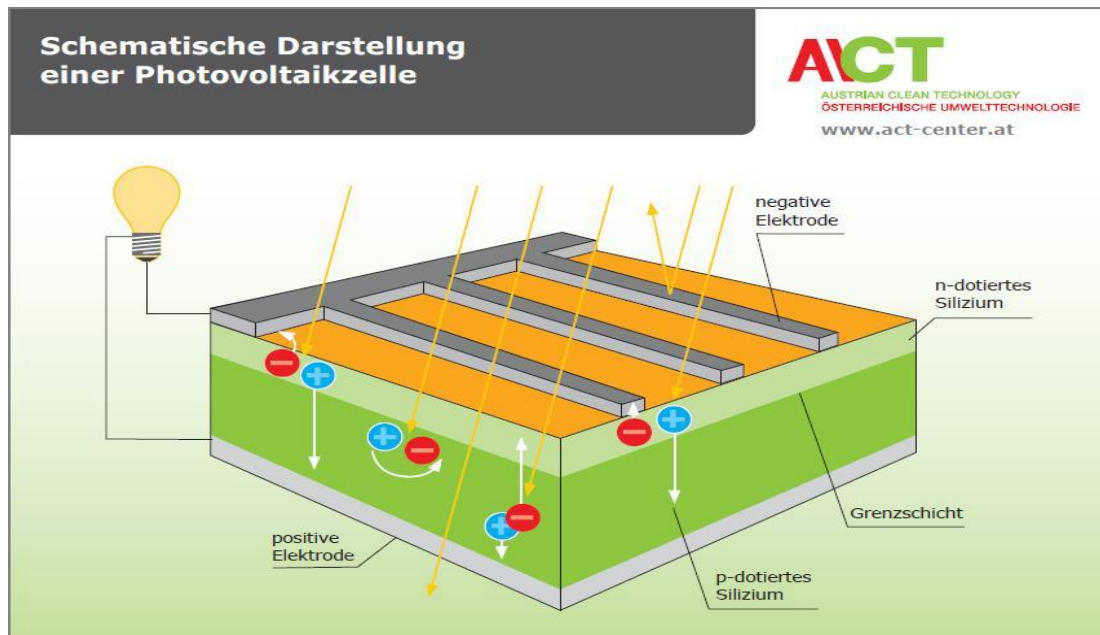


Abbildung 5: schematische Darstellung einer PV-Zelle, ACT 2011

Bei unterschiedlichen Halbleitermaterialien sind verschiedene Photonenenergien notwendig um Elektronen freizusetzen. Das geschieht in Abhängigkeit von der Bandlücke. Die Bandlücke bezeichnet den Gap (Lücke) zwischen Leitungs- und Valenzband. Also diejenige Energie die mindestens aufzubringen ist um ein Valenzelektron in das Leitungsband zu heben. Ist das geschehen, steht das Elektron für den Ladungstransport zur Verfügung.

Die Größe der Bandlücke ist vom verwendeten Solarzellen-Material abhängig.

Tabelle 1: Halbleiterelemente und zugehörige Bandlücke, ACT 2011

Material	Bandlücke [eV]
Kristallines Si	1,10
Cadmium Tellurid (CdTe)	1,46
Kupfer Indium Diselenid (CuInSe_2) CIS	1,00
Gallium Arsenid (GaAs)	1,35

Die einfallende Sonnenenergie muss also im Bereich von ca. 1 eV liegen, um überhaupt Elektronen herausschlagen zu können.

1.3 Verschiedene PV-Zelltypen

Si als Halbleiterelement für ein PV-Modul wird mit Abstand am häufigsten verwendet (Abbildung 6). In folgender Abbildung ist der zeitliche Verlauf der weltweit verwendeten PV-Typen zwischen 1999 bis 2007 aufgelistet [Jungbluth und Tuchschnid, 2007].

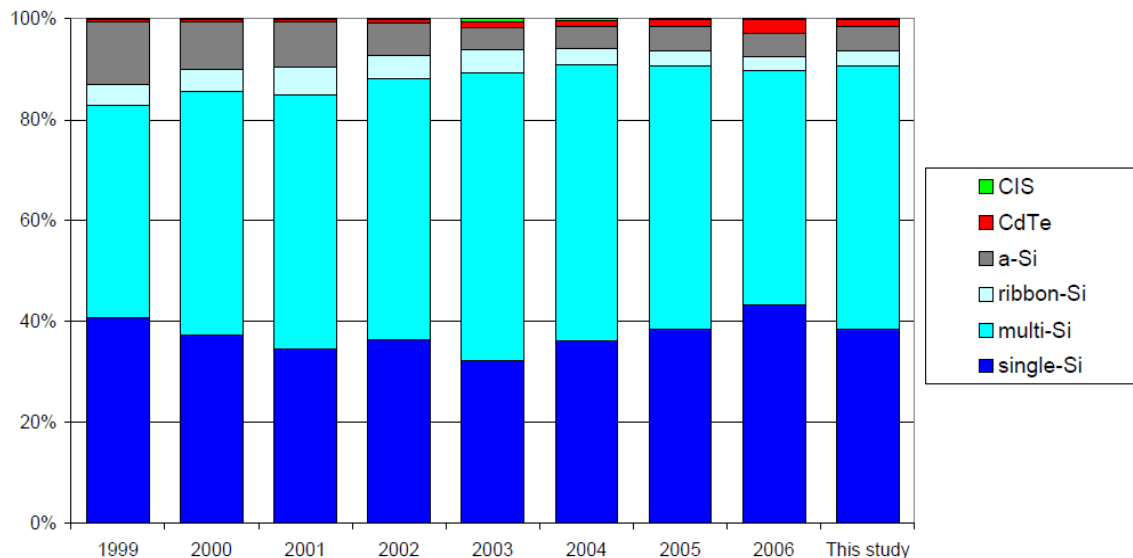


Abbildung 6: Auflistung der unterschiedlichen PV Zelltypen, Jungbluth und Tuchschnid, 2007

Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass bei mehr als 90% aller Solarzellen Silizium als Halbleiter verwendet wird. Und davon ist wieder der Anteil der mono- und polykristallinen Zellen (single-Si bzw. multi-Si) am Stärksten ausgeprägt. Ribbon-Si bezeichnet eine spezielle Art der Waferherstellung. Amorphes Si (a-Si), CdTe und CIS Zellen werden zu den Dünnschichtzellen gezählt.

Die Verbreitung am österreichischen Markt ist Abbildung 6 sehr ähnlich. 2010 gab es folgende Aufteilung der installierten Solarzelltypen [Biermayr et al., 2010]:

- Monokristallin 53%
- Polykristallin 43%
- Dünnschicht 4%

2. Ziele

2.1 Ziel 1: Vergleich der Energiebilanzen verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. -Anlagen

Energiebilanzen und Energy Payback Time (EPBT) von verschiedenen Photovoltaik-Technologien bzw. -Anlagen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Herstellung bis zur Entsorgung sollen auf Basis des aktuellen Wissensstandes vergleichend dargestellt und analysiert werden.

Dabei sollen folgende PV-Zelltypen untersucht werden:

- a) Si-Solarzellen: monokristallin, multikristallin und ribbon
- b) Dünnschichtzellen: CdTe, CuInSe₂ (CIS), GaAs und amorphes Si
- c) Andere neuere Typen

Ein Vergleich zwischen konzentrierender PV-Technologie (CPV s. Kap 4.1.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zu Energiebilanzen, Energy Pay Back Time (EPBT) und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien) mit Nachführsystem und an Gebäuden oder Freiflächen installierter Technologie wird dargestellt.

Ein wichtiges Kriterium für die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen (PVA) liefert ihre Lebensdauer. Dieses wird anhand Expertengespräche erörtert.

2.2 Ziel 2: Vergleich von Treibhausgas (GHG)- bzw. CO₂-Bilanzen verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. -Anlagen

Ausgewählte wissenschaftliche Arbeiten sowie Ergebnisse aus Experteninterviews zu CO₂-Bilanzen bzw. Treibhausgasemissionen (GHGE) von Photovoltaik-Technologien sollen vergleichend dargestellt werden.

Zusätzlich soll ein Vergleich von CO₂-Bilanzen in der PV-Technologie mit anderen Technologien der Energiebereitstellung angestellt werden.

2.3 Ziel 3: Vergleich der Ökotoxizitäts-Bewertung verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. -Anlagen

Die Auswirkungen der Herstellung, Montage und Entsorgung verschiedener Photovoltaik-Technologien auf deren Ökotoxizität soll mittels aktueller wissenschaftlicher Literatur sowie mittels Ergebnissen aus Experteninterviews vergleichend dargestellt werden.

Des Weiteren soll ein Vergleich der Ökotoxizität in der PV-Technologie mit anderen Energiegewinnungstechnologien ausgeführt werden.

2.4 Ziel 4: Vergleich des Ressourcenverbrauches verschiedener Photovoltaik-Technologien bzw. -Anlagen und end-of-life Behandlung von ausgedienten Anlagen

Der Ressourcenverbrauch von verschiedenen Photovoltaik-Technologien (von der Herstellung der Photovoltaik-Zellen und -Anlage bis zur Entsorgung) sollen auf Basis des aktuellen Wissensstandes sowie anhand Ergebnisse aus Experteninterviews vergleichend dargestellt und bewertet werden. Dabei erfolgt eine überblickshafte Darstellung der wichtigsten bzw. aus Sicht der Nachhaltigkeit brisantesten Ressourcen.

2.5 Ziel 5: Soziökonomische Aspekte der PV-Technologie

Anhand Experteninterviews sollen soziökonomische Aspekte, wie die energiepolitische Bedeutung in Österreich bzw. der EU, das Ausmaß an Förderungen der öffentlichen Hand, die Akzeptanz in der Bevölkerung, die Energiespeicherproblematik, unterschiedliche Produktionsanlagentypen, Groß- vs. Kleinanlagen, das „Desertec-Konzept“ u.a. analysiert werden.

Die Frage der Energieautonomie für Österreich wird ebenfalls über Experteninterviews erörtert.

2.6 Ziel 6: Zukunftsentwicklung der PV-Technologie in der Praxis

Über Experteninterviews sollen Möglichkeiten, Hindernisse sowie allfällige ökologische Risiken von einer starken Ausweitung der Photovoltaik-Technologien ebenso analysiert werden wie mögliche vielversprechende technologische Innovationen in der PV-Technik.

Des Weiteren sollen die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen PV-Technologien erörtert werden.

3. Methoden

Die aufgestellten Ziele der Arbeit werden mit zwei Methoden erarbeitet.

Einerseits werden mittels Literaturrecherche ausgewählte Ziele der Arbeit im Hinblick auf Ökobilanzen untersucht und andererseits über Experteninterviews (für alle Ziele).

3.1 Literaturrecherche und -analyse

Zentrale Bedeutung in dieser Arbeit hat eine ausführliche Literaturrecherche und –analyse im Hinblick auf die in Kapitel 2 angeführten Zielsetzungen. Dabei werden wissenschaftliche (peer-reviewed) Zeitschriftenartikel ebenso recherchiert wie wissenschaftliche Bücher, Buchbeiträge und praxisorientierte Quellen. Hierbei wird von zentralen Publikationen zu Photovoltaik-Technologien ausgegangen und darauf aufbauend eine vertiefende online-Recherche (u.a. Zeitschriftendatenbanken) vorgenommen.

3.2 Qualitative Experteninterviews

Des Weiteren werden in dieser Arbeit qualitative, leitfadengestützte Experteninterviews (Atteslander 2010, Mayring 2002) mit acht Personen durchgeführt.

Diese Interviews dienen u.a. dazu, Möglichkeiten und Risiken der zukünftigen Entwicklung der Photovoltaik-Technologien in der Praxis abzuschätzen und mit Ergebnissen der Literatur zu vergleichen. Die im Interview-Leitfaden (siehe Anhang) gestellten Fragen zielen ins Besondere auf die Beantwortung der in Kapitel 2 angeführten Ziele ab.

Die Auswahl der Interviewpartner erfolgt nach folgenden Kriterien:

- Experten aus der Wissenschaft und wissenschaftsnahen Bereichen: Der Befragte verfügt detaillierte Kenntnisse zum Thema Photovoltaik, im Besonderen zu deren Herstellung, Effizienz, Verbreitung und Nachhaltigkeit, sowie Kenntnisse über etwaige umweltrelevante Auswirkungen.
- Experten aus der Praxis: Die Interviewpersonen stammen im Bereich der Photovoltaik-Branche aus der Technologieentwicklung und –optimierung, aus dem Anlagenbau und –installation, der Qualitätssicherung oder aus dem Entsorgungsbereich.

Die nach diesen Auswahlkriterien befragten Experten lauten:

P 1: Dr. Gustav Otto: Falcon Cells (nationale PV-Modulhersteller)

P 2: Ministerialrat DI. Michael Paula (BMVIT)

P 3: Ao. Univ.-Prof. i.R. Dipl.-Ing. Dr. Peter Bajons (Univ. Wien)

Arbeitsfeld: Basic Experimental Physics Teaching

P 4: Dr. Hans Kronberger : PV Austria (Dachverband Photovoltaik Austria)

P 5: Prof. Dr. Viktor Schlosser (Univ. Wien)

Arbeitsfeld: Electronic Properties of Materials

P 6: Dr. Peter Biermayr (TU Wien)

Arbeitsfeld: Institute of Energy Economics

P 7: Dipl.-Ing. Hubert Fechner (Arsenal Research)

Arbeitsfeld: Erneuerbare Urbane Energiesysteme

P 8: Dr. Marcus Rennhofer (AIT Austrian Institute of Technology)

Arbeitsfeld: Einfluss von Sonnenspektrum und Klima auf die Performance von photovoltaischen Anlagen: Regionale Abschätzung des Sonnenenergiepotentials Österreichs

4. Ergebnisse und Diskussion

4.1 Energiebilanzen, Energy Pay Back Time (EPBT) und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien

Es ist in der Bevölkerung die Meinung noch weit verbreitet, dass eine PV-Anlage (PVA) mehr Energie zu ihrer Herstellung verbraucht, als sie in ihrer Lebensdauer generiert. Dass dies eine eindeutige Fehlinformation darstellt, wird u.a. in dieser Arbeit näher ausgeführt.

Herstellung von PVA

Die folgenden einleitenden Ausführungen zur Herstellung von PVA wurden im Wesentlichen Fthenakis et al., (2011a) entnommen.

Der life cycle (siehe Abbildung 7) von PVA startet mit der Gewinnung der Rohstoffe (cradle) und endet mit der Entsorgung (grave) oder mit Recycling und Rückgewinnung (cradle) der PV-Komponenten.

Nach dem Abbau der Rohstoffe z.B. Quarzsand für Silizium PV-Module folgen weitere Verarbeitungsschritte und Veredelungsprozesse, damit das Si die für die PV-Industrie benötigte Reinheit ($> 99,9999\%$) erlangt. Dieser Vorgang verbraucht eine große Menge an Energie.

Zuerst wird das Siliziumdioxid im Quarzsand in Verbrennungsöfen zu metallurgischen Si reduziert. Die weitere Veredelung erfolgt oft mittels des Siemens Prozesses.

Cadmium und Tellur für die CdTe-Technologie werden als Nebenprodukt einer Zink- und Kupferschmelze gewonnen, danach folgt wieder ein Veredelungsprozess um die benötigte hohe Reinheit zu erhalten.

Die für CIGS-Zellen verwendeten Materialien werden ebenfalls als Nebenprodukte gewonnen. Indium und Gallium sind Beiprodukte des Zinkabbaus, während Selen bei der Kupferproduktion anfällt.

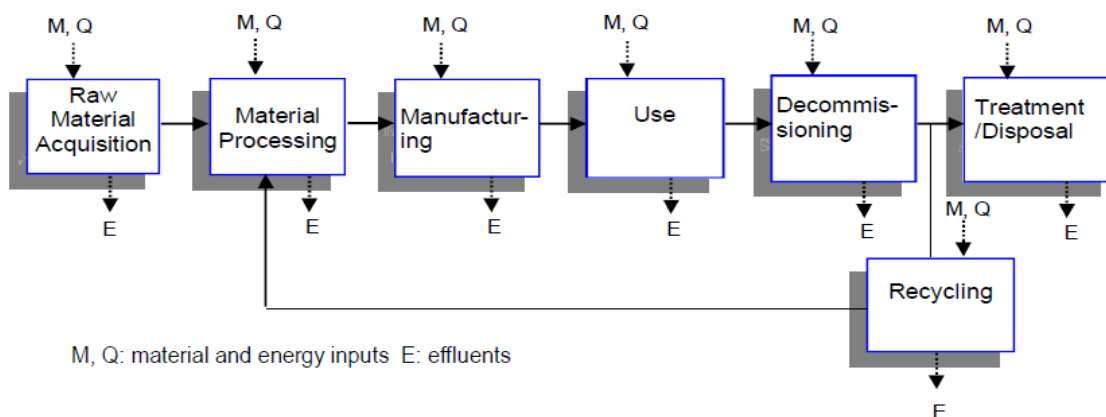


Abbildung 7: Ablauf der einzelnen Abschnitte des Lebenszyklus der Herstellung eines PV-Moduls, Fthenakis et al., 2011a

Die Rohmaterialien beinhalten die Stoffe zur Einschweißung/Einkapselung der Module und auch die BOS Komponenten [Fthenakis et al., 2011a].

Die Balance of System (BOS) umfasst alle Komponenten eines PV-Systems außer dem PV-Modul selbst, dazu gehören Kabel bzw. Kupfer, AC-DC-Wandler, Batterien, Landfläche, Eisen und Zink für Schalter, Gestelle und Umzäunungen, Sicherungen, Laderegler, Siliziumdioxid für Glaskomponenten u.a. [solarpowerfast, 2011; Fthenakis et al., 2011a].

Die Produktion von Silizium-PVA wird auf drei Schritte aufgeteilt: Wafer, Zelle und Modul [Fthenakis et al., 2011a].

Bei der Wafer Herstellung werden solar-grade poly- oder monokristalline Ingots in dünne ca. 0,2 mm dicke Wafer zerschnitten. Während der nächsten Phase wird der pn-Übergang durch Diffusion von Dotieratomen in den Wafer verwirklicht. Anschließend kommt es zur elektrischen Kontaktierung mittels Metallbeschichtung. Im nächsten Schritt werden die so gewonnenen Zellen elektrisch und physikalisch verbunden und in Glas bzw. Plastik eingekapselt [Fthenakis et al., 2011a].

Der Herstellungsprozess für Dünnschichtzellen erfolgt über Abscheidungsprozesse von Halbleitermaterialien. Die Modulproduktion verläuft ähnlich wie bei der Si-Modulproduktion.

Bei der Installation des PV-Systems werden Tragwerke benötigt auf die das System montiert werden kann. Außerdem werden noch BOS Komponenten wie Kabel und Konverter verwendet.

Am Ende der Lebensdauer wird das System abgebaut und entsorgt bzw. die wertvollen Komponenten recycelt [Fthenakis et al., 2011a].

Ein wichtiger Indikator für Energiebilanzen stellt die Energy Payback Time (EPBT) dar. Um eine Ökobilanz eines Produktes zu erstellen, wird daneben noch der Primary Energy Demand benötigt.

Primary Energy Demand ist definiert als der kumulative Primärenergieverbrauch während des Lebenszyklus (vom Abbau der Rohstoffe bis zum end-of-life Management) eines PV-Systems. Primärenergie ist definiert als die Energie, die in natürlichen Quellen (z.B. Kohle, Erdgas, Rohöl, Uran) vorkommt. Diese muss vom Menschen noch umgewandelt und transportiert werden, was mit Energieverlusten behaftet ist, bevor sie verwendet werden kann [Fthenakis et al., 2011a].

Energy Payback Time (EPBT) ist definiert als die Zeitspanne die verstreicht bis das erneuerbare Energiesystem dieselbe Energiemenge (als Primärenergieäquivalent) generiert hat, die zu deren Produktion verbraucht wurde [Fthenakis et al., 2011a].

$$EPBT = \frac{E_{mat} + E_{manuf} + E_{trans} + E_{inst} + E_{EOL}}{E_{agen} - E_{aoper}} \quad [Fthenakis et al., 2011a]$$

E_{mat} : Primärenergieverbrauch um die Materialien, aus denen ein PV-System besteht, zu produzieren.

E_{manuf} : Primärenergieverbrauch um das PV-System zu fabrizieren

E_{trans} : Primärenergieverbrauch für den Transport von Materialien die während eines Lebenszyklus verwendet werden

E_{inst} : Primärenergieverbrauch für die Installation des PV-Systems

E_{EOL} : Primärenergieverbrauch für das end-of-life Management

E_{agen} : jährliche Elektrizitätsproduktion in Primärenergieeinheit

E_{aoper} : jährlicher Energieverbrauch für Betrieb und Wartung in Primärenergieeinheit

Um das Primärenergieäquivalent zu berechnen werden die länderspezifischen Energieumwandlungsparameter für die Brennstoffe und für die energiebereitstellenden Technologien benötigt. Die erzeugte Elektrizität wird anhand der durchschnittlichen Umwandlungseffizienz, 0,29 für USA und 0,31 für Europa, in Primärenergieäquivalent umgerechnet [Fthenakis et al., 2011a].

4.1.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zu Energiebilanzen, Energy Pay Back Time (EPBT) und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien

Die Darstellung der Energiebilanzen, der Energy Pay Back Time (EPBT) sowie der Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien erfolgte vollständig auf Basis der Analyse des aktuellen Wissensstandes.

Die EPBT ist abhängig vom Installationsort (geografischen Ort z.B. in Europa), das heißt von der Sonneneinstrahlung vor Ort und von der Installation: ob das Modul auf einem flachen Dach oder auf einer schrägen Dachfläche montiert ist, ob es frei im Gelände steht oder an einer Hausfassade angebracht ist.

Des Weiteren ist der Wirkungsgrad η der verwendeten Zelle ein wichtiger Parameter bei der Berechnung der EPBT. Ebenso spielt die Energieausbeute (Performance Ratio, PR = Verhältnis des tatsächlichen zum theoretisch möglichen Energieertrag in Prozent, unabhängig vom Standort) eine Rolle.

Es werden laufend neue Berechnungen der EPBT (auch „energetischen Rückzahlzeit“, „Rücklaufzeit“ oder „Energierückgewinnungszeit“) von verschiedensten Wissenschaftlerinnen durchgeführt. Das ist auch notwendig, da in der PV-Technologie fortwährend Verbesserungen und neue Entwicklungen passieren. Zum Beispiel verbessert sich laufend der Wirkungsgrad. Ein CdTe-Modul hatte im Jahr 2009 einen Wirkungsgrad von 10,9%, was einer Verbesserung von 20% gegenüber dem Jahr 2006 entspricht. [Fthenakis et al., 2009]

Des Weiteren verringert sich die Dicke der Si-Wafer, was natürlich zu einer Reduktion des Materialverbrauchs führt und demzufolge zu einer Verringerung der EPBT.

Im Folgenden wird die Berechnung der EPBT ausführlicher dargestellt.

Fthenakis et al., (2009) aktualisierten die EPBT und die Treibhausgasemissionen (GHGE) (siehe Kapitel 4.2 Treibhausgas(GHG)- bzw. CO₂-Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien) für CdTe-Technologie und vergleichen diese mit einer Studie von Fthenakis und Kim (2006) [zitiert in Fthenakis et al., 2009].

In ihrer Arbeit wird der Lebenszyklus von FirstSolar CdTe-Modulen basierend auf Daten von zwei unterschiedlichen Produktionsstätten untersucht. Eine Fabrik steht in Perrysburg, Ohio. Während die andere in Frankfurt an der Oder in Deutschland liegt. Die Studie für den deutschen Produktionsstandort führten Rauei (2009) und Held (2009) [zitiert in Fthenakis et al., 2009] durch. FirstSolar stellt bei weitem die meisten CdTe-Zellen her. Diese Firma ist Weltmarktführer und dementsprechend sind Daten, die von dieser

Firma zur Verfügung gestellt werden, repräsentativ für die CdTe-Technologie. Zu beachten ist, dass der derzeitige Modul-Wirkungsgrad schon auf 11,7% [Fthenakis et al., 2011a] gestiegen ist, das wurde aber bei der Studie aus dem Jahr 2009 noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 2 zeigt die aktualisierten Daten des Energiebedarfs für den gesamten Lebenszyklus der Herstellung bei der CdTe-Technologie.

Tabelle 2: Lebenszyklus-Energiebedarf bei der CdTe-Technologie, Fthenakis et al., 2009

	Fthenakis and Kim (2006)	This study (2009)	Raugei (2009)	Held (2009)
Process data 2005 vintage		2008	2008	2008
Manufacturing location	Perrysburg, OH	Perrysburg, OH	Frankfurt (Oder), GER	Frankfurt (Oder), GER
Efficiency (%)	9	10.9	10.9	10.9
Module Production (MJ_p/m^2)	1200	966	853	802
Module End-of-Life (MJ_p/m^2)	N/A	N/A	76	86
BOS (MJ_p/m^2)	542	542	425	501
Total (MJ_p/kW_p)	19400	13800	12400	12700

Die Autoren weisen darauf hin, dass für die neueren Studien (2009) der Energiebedarf für Research & Development Aktivitäten berücksichtigt wurde.

Ein Unterschied bei den aktualisierten Primärenergiebedarf kann daraus resultieren, dass für den US-amerikanischen Fall die Ecoinvent Datenbank verwendet wurde, hingegen für die deutsche Studie die GaBi Datenbank.

Es zeigt sich eine Reduktion des grauen Energieverbrauches pro kWp von 30-35% gegenüber dem Vergleichsjahr 2006.

In der deutschen Studie wurde zusätzlich der Energiebedarf für die Behandlung und Wiederverwertung von ausgedienten CdTe-Modulen berücksichtigt. Eine Erklärung für den Unterschied in der grauen Energie bei dieser end-of-life Behandlung liegt in einer unterschiedlichen Annahme der Systemgrenzen von Raugei (2009) und Held (2009).

Die Autoren Fthenakis et al., (2009) begründen den Unterschied beim Energiebedarf für BOS Komponenten einerseits mit unterschiedlichen Annahmen der Wissenschaftler Raugei (2009) und Held (2009) und andererseits wurde für die deutschen Studien der deutsche Netzmix berücksichtigt.

Aus den aktualisierten Daten wurde die EPBT für eine am Boden installierte Anlage bei einer Sonneneinstrahlung von $1700 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{yr}$ berechnet. Die Anlage hat eine PR von 0,8 [Fthenakis et al., 2009]. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: EPBT für CdTe-Technologie, Fthenakis et al., 2009

US (2006)	US (2009)	Deutschland 1	Deutschland 2
9% Wirkungsgrad	10,9% Wirkungsgrad	10,9% Wirkungsgrad	10,9% Wirkungsgrad
~1,2 Jahre	~1,1 Jahr	~0,8 Jahre	~0,8 Jahre

Die EPBT sind zwischen 15-35% geringer als noch im Jahr 2006 [Fthenakis et al., 2009].

Das resultiert einerseits aus einer Verbesserung des Wirkungsgrades und andererseits aus einer Reduktion des Elektrizitätsbedarfes bei der Produktion, erklären die Autoren Fthenakis et al., (2009).

De Wild-Scholten (2009) [zitiert in Fthenakis et al., 2009] untersuchte die EPBT und die Greenhouse Gas Emissionen (GHGE) für mono-, multi- und ribbon Si-Technologie basierend auf neuen Untersuchungen während des CrystalClear Projektes¹. In dieser Studie wurden die Verbesserung des Wirkungsgrades, die Reduktion der Waferdicke, die Fortschritte bei der Wafer Herstellung und die Verwendung des neuen Si-Rohmaterials evaluiert.

Es wird wieder ein Vergleich mit früheren Untersuchungen von Fthenakis und Kim (2006) [zitiert in Fthenakis et al., 2009] dargestellt.

In der neuen Studie von de Wild-Scholten (2009) [zitiert in Fthenakis et al., 2009] wurden die Recyclingschritte mit berücksichtigt. Diese umfassen die Modulrückführung, den Abbau des Rahmens und der Kabel, das Shreddern und das Trennen der Materialien.

Tabelle 4 zeigt diesen Vergleich.

Tabelle 4: Lebenszyklusenergiebedarf für Si-PV-Technologie, Fthenakis et al., 2009

	Mono (Fthenakis (de and Alsema 2006)	Mono (de Wild- Scholten 2009)	Multi (Fthenakis (de and Alsema 2006)	Multi (de Wild- Scholten 2009)	Ribbon (Fthenakis (de and Alsema 2006)	Ribbon (de Wild- Scholten 2009)
Process data vintage	2004- 2005	2008	2004- 2005	2007	2004- 2005	2009
Efficiency (%)	14.0	14.0	13.2	13.2	11.5	13.2
Thickness (μm)	300	180	285	200	300-330	190
Module Prod. (MJ_p/m^2)	5000	2900	3700	2700	2300	1550
Module End-of- Life (MJ_p/m^2)	N/A	357	N/A	357	N/A	357

Hauptsächlich auf Grund der Reduzierung der Wafer-Dicke kommt es zu einem deutlichen Rückgang des Primärenergiebedarfes pro m^2 Modulfläche.

¹ Anmerkung: Das CrystalClear Projekt ist ein von der EU gefördertes Projekt mit dem Ziel kristalline PV-Technologie weiter zu entwickeln und die Kosten der Module durch Verbesserungen in der Produktion zu verringern. Dieses Programm ging von 2004 bis 2008. Insgesamt gab es 16 Partner aus der Industrie. Verschiedene Universitäten und Forschungseinrichtungen haben daran mitgearbeitet [Sinke (2005)].

Der Wirkungsgrad bei der mono- bzw. multikristallinen Technologie hat sich während der Vergleichsjahre nicht geändert. Der Wirkungsgrad bei der ribbon Technologie ist von 11,5% (2004-2005) auf 13,2% (2009) gestiegen.

Aus diesen Daten wurde wieder die EPBT für eine am Hausdach befestigte Anlage bei einer Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr berechnet. Die PR liegt bei 0,75. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8 dargestellt.

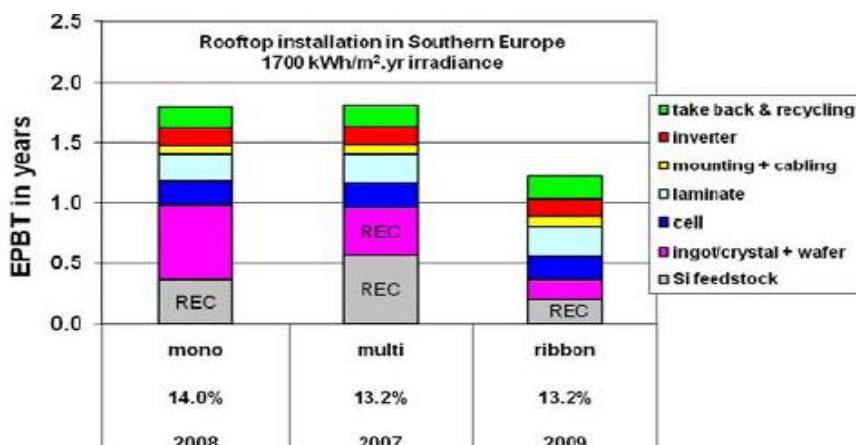


Abbildung 8: EPBT für Si-PV-Technologie, de Wild-Scholten, 2009, zitiert in Fthenakis et al., 2009

Im Vergleich zu einer Studie von Fthenakis und Alsema (2006b) [zitiert in Fthenakis et al., 2009], die eine EPBT von 2,7; 2,2 und 1,7 für mono-, multi- und ribbon Si-Technologie berechnet haben, kommt es zu einer Reduzierung der EPBT von 40, 25 und 40% für die aufgezählten Si-PVA.

Das liegt daran, dass bei der älteren Studie noch eine durchschnittliche Wafer Dicke von 285 bis 330µm angenommen wurde und bei der neueren Betrachtung die Wafer-Dicke auf rund 200µm zurückgegangen war.

Dabei ist noch zu beachten, dass die end-of-life Behandlung bei der älteren Studie noch nicht berücksichtigt wurde.

Die Daten von der poly-Si Reinigung und der multi-Si Waferherstellung stammen von REC (Renewable Energy Corporation) und sind möglicherweise nicht repräsentativ für die durchschnittliche Industrie [Fthenakis et al., 2011a] (siehe auch Studie von Alsema, 2009).

Die folgenden Ergebnisse werden nicht mehr so detailliert dargestellt, sondern nur mehr die wichtigsten Fakten zur Berechnung der EPBT aufgelistet.

Eine weitere Veröffentlichung von Alsema (2009) behandelt die EPBT von multikristalliner Si-Technologie, die von REC hergestellt wird. In dieser Studie wurde eine Ökobilanz über die gesamte Produktionskette von der Herstellung von solar grade Si bis zur Fertigung der Module durchgeführt. Der totale Energiebedarf beträgt 18,2 GJ/kWp, während der Anteil der nichterneuerbaren Energie bei 8,3 GJ/kWp liegt. Für die BOS Komponenten wird ein totaler Energiebedarf von 1830 MJ/kWp angenommen (de Wild-Scholten et al., 2006, zitiert in Alsema (2009)).

Die von der Anlage produzierte Elektrizität wird in das Netz eingespeist und ersetzt den von UCTE² produzierten Strom.

Dabei ist zu beachten, dass die Wafer Produktionsanlage in Norwegen (hier befindet sich eine Fabrik von REC) liegt und dort die Elektrizitätsversorgung zu 99,5 % auf Wasserkraft beruht. (Anmerkung: Bei Berechnungen der EPBT in anderen Studien wird als Elektrizitätsversorgung für die Wafer- und Modulproduktion oft der UCTE Mix heran gezogen). Der Wirkungsgrad der Zellen liegt bei 13,6%. Die Daten zur Berechnung stammen aus dem Jahr 2007.

Alsema (2009) kommt mit obigen Daten zu einer EPBT von 1,35 Jahren, für eine am Hausdach (typical roof-top) installierte Anlage bei einer Sonneneinstrahlung für Südeuropa von 1700 kWh/m²/yr mit einer PR = 0,75.

Der Autor führt weiter an, dass bei der Produktion des solar grade Si der größte Energiebedarf anfällt. In dieser Studie werden auch noch die Auswirkungen berechnet wenn bei der Produktion des Si-Ausgangsmaterials eine neuere Technologie (Fluidized Bed Reactor Prozess) eingesetzt wird. Dieser Prozess wird nach Alsema (2009) im Jahr 2009 eingeführt werden. Dadurch reduziert sich der Totale Energiebedarf um 25% und die EPBT geht bei gleichen Bedingungen für Sonneneinstrahlung und PR auf 1,04 Jahre zurück. Andere ökologische Auswirkungen wie die GHGE werden dadurch kaum verändert.

In einer Studie von Jungbluth et al., (2008) führten die Autoren eine Ökobilanz für 16 verschiedene netzgekoppelte PV-Systeme für die Situation in der Schweiz im Jahr 2005 durch. In diesem veröffentlichten Paper stellen sie verschiedene Aktualisierungen und Erweiterungen vor.

Die PVA wurden als Paneele oder als Lamine hergestellt, bestehen aus Si oder basieren auf Dünnschichttechnologie. Die Systeme sind auf Flach- oder Schrägdächern oder auf Fassaden installiert und haben 3 kWp Kapazität. Des Weiteren wurden die Produktionsdaten der PV-Produktion in 20 verschiedenen Ländern erhoben. Diese Daten beinhalten die Produktion der Paneele oder Lamine, die Befestigungsstrukturen, 30 Jahre Operation und die Demontage.

Die Daten für ihre Analyse stammen aus der Ecoinvent Datenbank.

Tabelle 5 zeigt einen Überblick der untersuchten Anlagen und den Anteil der einzelnen Systeme am Schweizer PV Mix bzw. am PV Mix anderer Länder.

² Anmerkung: UCTE: durchschnittliche Stromerzeugung in Kontinentaleuropa, Europäisches Verbundsystem [e-control, 2010]

Wasserkraft: 16,94%

Sonstige erneuerbare Energieträger: 7,21%

Fossile Brennstoffe: 48,92%

Nuklearenergie: 26,61%

Sonstige primäre Energieträger: 0,32%

Tabelle 5: Überblick über die 16 untersuchten PV-Systeme, Jungbluth et al., 2008³

Installation	Cell type	Panel type ¹⁾	Share in Swiss PV mix	Share in other PV mixes
Slanted roof	sc-Si	Panel	26.9%	25.0%
	mc-Si	Panel	36.6%	34.0%
	a-Si	Panel	4.4%	4.5%
	ribbon-Si	Panel	2.7%	2.8%
	CdTe	Panel	1.4%	1.4%
	CIS	Panel	0.2%	0.2%
	sc-Si	Laminate	1.9%	1.0%
	mc-Si	Laminate	2.6%	1.3%
	a-Si	Laminate	0.3%	0.2%
	ribbon-Si	Laminate	0.2%	0.1%
Flat roof	sc-Si	Panel	5.8%	7.7%
	mc-Si	Panel	7.9%	10.5%
Façade	sc-Si	Panel	1.9%	3.8%
	mc-Si	Panel	2.6%	5.2%
	sc-Si	Laminate	1.9%	1.0%
	mc-Si	Laminate	2.6%	1.3%

Aus Tabelle 5 ist ersichtlich, dass die kristallinen Si-Zellen den größten Anteil (über 93%) ausmachen.

Die Prozessdaten die von Jungbluth et al., (2008) für die Life Cycle Inventory Analyse berücksichtigt wurden beinhalten: die Quartz Reduktion, die Si-Reinigung, Wafer-, Paneelen und Laminatproduktion, die Erzeugung der Inverter, das Aufstellen, das Verkabeln, die Infrastruktur und 30 Jahre Lebensdauer der Anlage. Für jeden einzelnen Produktionsschritt wurden folgende Daten (soweit verfügbar) betrachtet: Energieverbrauch, prozessspezifische Flüssig- und Luftschadstoffe, Materialien und Chemikalien, Transport verschiedener Komponenten oder auch Energietransport, Abfallbehandlung, Abbau der Komponenten und die Infrastruktur für die Produktionsorte mitsamt dem Landverbrauch.

Die Abbildung 9 zeigt die einzelnen Produktionsschritte für auf Si basierende PV-Technologie, ausgehend vom Quarzsand bis zur Produktion von Elektrizität.

³ Die Paneele haben einen Rahmen und es wird angenommen, dass diese am Dach montiert sind. Bei den Laminaten ohne Rahmen wird davon ausgegangen, dass diese in die Dachkonstruktion eingebaut sind [Jungbluth et al., (2008)].
Slanted roof: Schrägdach; flat roof: Flachdach;

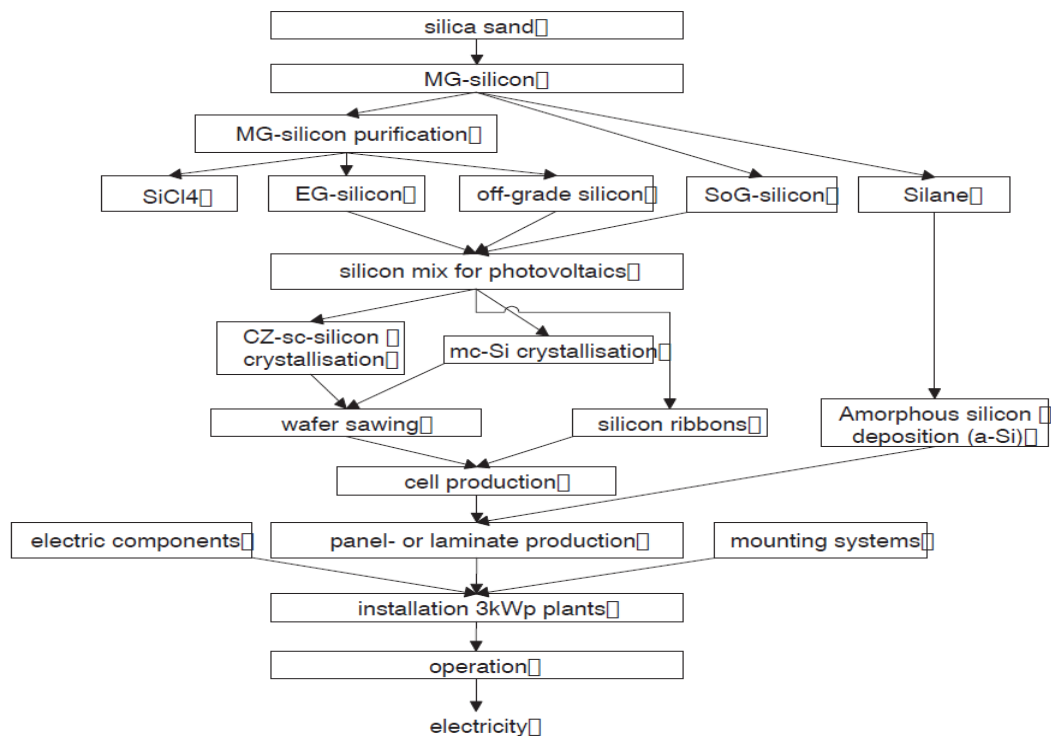
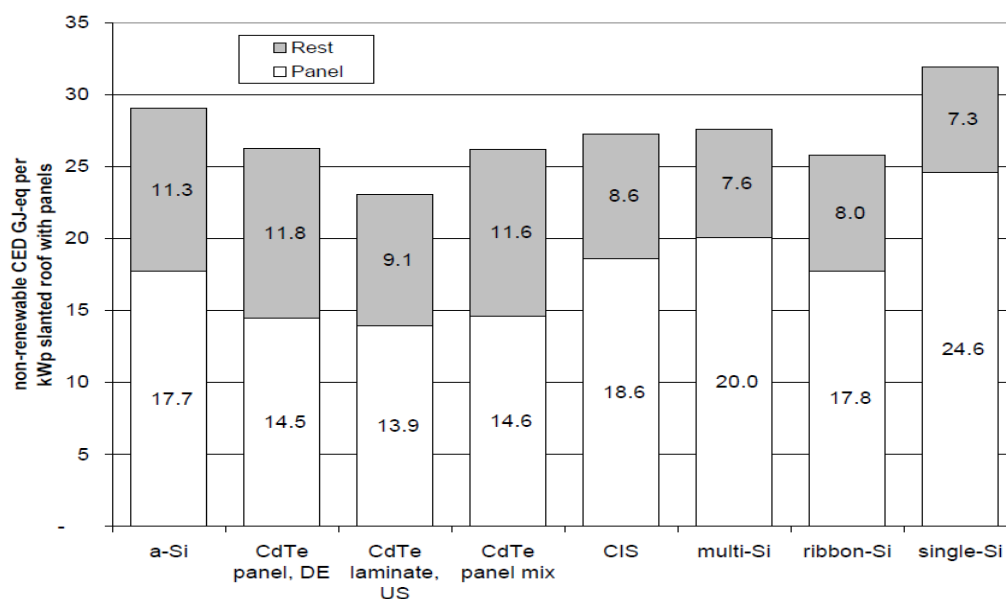


Abbildung 9: Verschiedene untersuchte Untersysteme der Produktionskette von auf Si basierender PV-Technologie, die in der Schweiz installiert ist, Jungbluth et al., 2008⁴

Die Erhebung der Daten der Autoren Jungbluth et al., (2008) für die Dünnschichttechnologie beginnt bei der Produktion der Paneele und Lamine. Die Daten für die Halbleitermaterialien (Cd, Te, In,...), Materialien für die Paneele (Glas, Al,...) und sonstige Hilfsmaterialien (Gase, Säuren,...) stammen aus Classen et al., (2007) [zitiert in Jungbluth et al., (2008)].

Tabelle 6 zeigt den nicht erneuerbaren Cumulative Energy Demand (CED) [GJ-eq/kWp] für verschiedene Anlagentypen.

⁴ MG silicon: metallurgisch grade Si, EG silicon: elektronisch grade, SoG silicon: solar-grade Si, a Si: amorphes Si, CZ: Czochralski,

Tabelle 6: Nicht erneuerbare CED pro kWp für verschieden am Schrägdach installierte Anlagentypen, Jungbluth et al., 2008

Die Paneelenproduktion macht in allen Fällen mehr als 50% des nichterneuerbaren Energiebedarfes aus. Bei der monokristallinen Si-Technologie sind es 77%.

Je geringer der Wirkungsgrad der Zellen ist, desto mehr Befestigungsstrukturen werden benötigt [Jungbluth et al., 2008]. Das ist sehr gut bei den CdTe-Typen zu erkennen. Diese Technologie hat in der Regel einen geringeren Wirkungsgrad als zum Beispiel kristalline Si-Zellen. Aber da es sich bei dieser Studie immer um Anlagen handelt, die eine Kapazität von 3 kWp haben, benötigt die CdTe-Technologie mehr Platz und somit ist der Anteil („Rest“), der nicht der Paneelenproduktion zugeschrieben werden kann, deutlich höher, 9,1 - 11,6 GJ-eq/kWp gegenüber 7,3 – 8,0 GJ/kWp bei der kristallinen Technologie.

Bei der CdTe-Technologie wurden zwei Produktionsstandorte berücksichtigt. Einer liegt in Deutschland und der andere in der USA. Die CdTe-Zelle, die in den USA produziert wird, hat einen höheren Wirkungsgrad von 9% gegenüber 7,6% Wirkungsgrad bei der in Deutschland hergestellten Zelle. Dementsprechend benötigt die Anlage mit in den USA produzierten Zellen weniger Modulfläche für die 3 kWp Kapazität, als der zweite Fall mit in Deutschland produzierten Zellen [Jungbluth et al., 2008].

Mit diesen erhobenen Daten wurde von Jungbluth et al. (2008) die EPBT für unterschiedliche in der Schweiz installierte Anlagentypen berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 präsentiert.

Tabelle 7: EPBT für 3 kWp PV-Anlagen in der Schweiz, Jungbluth et al., 2008

Anlagentyp	EPBT [Jahren]	Installation
Single Si (Paneel)	3,3	Schrägdach
Multi Si (Paneel)	2,9	Schrägdach
Ribbon Si (Paneel)	2,7	Schrägdach
a-Si (Paneel)	3,0	Schrägdach
CdTe (Paneel)	2,7	Schrägdach
CIS (Paneel)	2,8	Schrägdach
Single Si (Laminat)	4,9	Fassade integriert
Multi Si (Laminat)	4,2	Fassade integriert
Single Si(Paneel)	4,9	Fassade
Multi Si (Paneel)	4,2	Fassade
Single Si	3,5	Flachdach
Multi Si	3,1	Flachdach

Die Sonneneinstrahlung beträgt für die Schweiz 1117 kWh/m²/yr und die Anlagen haben eine PR von 0,75. Wenn das η einer Technologie kleiner ist, wird mehr Paneelenfläche benötigt. Den besten Paneelenwirkungsgrad hat die sc-Si Technologie mit 14%, gefolgt von mc-Si mit 13,2%, ribbon Si mit 12,0%, CIS mit 10,7%, CdTe mit 7,1% und a-Si Technologie mit 6,5%.

Als Referenzsystem zur Berechnung der EPBT wurde der UCTE Mix für 2004 herangezogen. Die Rückzahlzeiten variieren zwischen 2,7 und 4,9 Jahren, je nachdem welche Zelle und welcher Installationsort betrachtet werden. Das ist immer noch um 5 bis 10 Mal kürzer als die zu erwartende Lebensdauer einer Anlage [Jungbluth et al., 2008].

Die auf Fassaden installierten Anlagen benötigen die längste Zeitspanne, bis sie ihre zur Produktion verbrauchte Energie wieder erzeugt haben. Bei dieser Form der Installation gelangt nicht so viel Sonneneinstrahlung auf das Modul wie bei anderen Anlageformen.

Das ist etwas länger als bei den schon präsentierten Berechnungen der EPBT. Das liegt zum einen daran, dass die Studie von Jungbluth et al., (2008) Daten aus dem Jahr 2005 berücksichtigt und die anderen Studien von Alsema (2009) oder von Fthenakis et al., (2009) neuere Daten verwendet haben. Der Hauptgrund liegt aber darin, dass bei den beiden zuletzt genannten Studien eine Sonneneinstrahlung für Südeuropa für die Berechnung herangezogen wurde. Die Einstrahlung in der Schweiz liegt jedoch um mehr als 30% unter der Einstrahlung von Südeuropa.

Die Autoren García-Valverde et al., (2010) präsentierten eine Studie in der sie unter anderem die EPBT für organische PV-Technologie evaluiert haben. Dabei berechneten sie die EPBT für zwei unterschiedliche Wirkungsgrade, 5% (Dieser Wirkungsgrad wurde schon im Labor erreicht) und 10% (Prognose für das η im Jahr 2020). Die Sonneneinstrahlung wurde wie in Südeuropa angenommen: 1700 kWh/m²/yr und die PR betrug: 0,8. Tabelle 8 zeigt die Berechnungen.

**Tabelle 8: Primärenergiebedarf und EPBT für organische PV-Technologie
García-Valverde et al., 2010**

Wirkungsgrad [%]	Primärenergiebedarf [GJ/kWp]	EPBT [Jahre]
5	28,01	2
10	56,02	4

In dieser Arbeit beträgt die Konversionseffizienz von Primärenergie zu elektrischer Nutzenergie für den Endverbraucher 35%. Die Lebensdauer dieser Module wurde mit 15 Jahren angenommen, im Gegensatz zu kristalliner Technologie, bei der eine Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren erwartet wird.

Eine weitere Technologie stellt die **konzentrierende PV (CPV)** dar. De Wild-Scholten et al., (2010) führten ein Life Cycle Assessment (LCA) im Rahmen des Apollon Projektes (Juli 2008 bis Juni 2013) für diese Technologie durch. In der Studie wurde die EPBT und der CO₂-Fußabdruck für zwei kommerziell erwerbliche und für zwei neue CPV Systeme evaluiert. Im Apollon Projekt werden zum einen ein Point focus System von Solar-Tec International, das auf Fresnel-Linsen basiert und damit das Sonnenlicht auf III-IV Solarzellen konzentriert, und zum anderen ein dense array System von CPower, das mittels Spiegel das Licht auf monokristalline Si- und III-IV Solarzellen konzentriert, entwickelt. Diese beiden optimierten Anlagen wurden untersucht und zusätzlich noch zwei punktfokussierende PV-Technologien: Concentrix Solar Flatcon CX-75 und Amonix 7700.

Die LCA wurde nach dem ISO Standard 14040 erhoben. Die Autoren weisen darauf hin, dass in dieser Studie die Lebensdauer der Anlagen nicht berücksichtigt wurde um die EPBT zu berechnen, sie wurde aber bei der Berechnung des CO₂-Fußabdrucks beachtet.

Der Energieinput wurde nach der CED Methode berechnet. Für die Berechnung der EPBT wurde als Elektrizitätsversorgung der UCTE Mix herangezogen.

Der Energieverbrauch bei der Ge-Produktion stammt aus Kellogg (1977) [zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010]. Ge wird für die III-IV Zellen im Rahmen des Apollon Projektes verwendet.

In dieser Arbeit wird ein Vergleich mit anderen PV-Technologien dargestellt. Nun ist es aber so, dass konzentrierende PV und am Dach installierte PV verschiedene Teile der Sonnenstrahlung verwenden. CPV kann nur senkrecht auf das Modul einfallende Strahlung nutzen, die sogenannte Direct Normal Irradiation (DNI). Das bedeutet, dass diese Systeme auf Nachführanlagen aufgebaut werden. Im Gegensatz dazu können Flachdachmodule zusätzlich noch diffuses Licht benutzen, die sogenannte Global Irradiation (GI). Um nun diese verschiedenen Technologien miteinander vergleichen zu können, müssen diese beiden Einstrahlungen ineinander umgerechnet werden. Das wurde von de Wild-Scholten et al., (2010) berücksichtigt. Für eine Installation in Sizilien ergeben sich eine DNI von 1794 kWh/m²/yr und eine GI von 1925 kWh/m²/yr [De Wild-Scholten et al., 2010].

Sämtliche Erhebungen basieren auf Anlagen, die in Sizilien installiert sind.

Der Wirkungsgrad des Solartec optimized Systems beträgt zwischen 22,0% und 25,3% und es hat eine Modulfläche von 9m².

Für das CPower optimized Modul erwarten sich die Autoren de Wild-Scholten et al., (2010) einen Wirkungsgrad von 21,8%. (Bemerkung: Timò (2011) berechnete einen Wirkungsgrad von 17,4%.) Diese Anlage hat eine Gesamtmodulfläche von ebenfalls 9m².

Die Daten für das Amonix 7700 Modul stammen aus Fthenakis und Kim (2010a) [zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010]. Das System hat eine Modulfläche von 328m².

Die Ergebnisse für das Concentrix Solar Flatcon System sind aus Gombert (April 2010) [zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010]. Das System hat eine Modulfläche von 34m².

Die Daten für die am Flachdach installierten Anlagen stammen aus de Wild-Scholten (2010) [zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010]. Dabei handelt es sich um folgende

Technologien: CdTe, kristallines Si, Si-Dünnschicht und CIGS. Für diese wurde deren EPBT für eine Sonneneinstrahlung wie in Sizilien berechnet.

Tabelle 9 zeigt die Berechnungen.

Tabelle 9: EPBT für unterschiedliche PV-Technologien, de Wild-Scholten et al., 2010

Technologie	EPBT [Jahren]
CdTe	0,7
Concentrix Solar Flatcon	0,8
Si Dünnschicht	1,1
CIGS	1,2
CPower optimized	1,5
Amonix 7700	1,5
Kristallines Si	1,5
Solartec optimized	1,9

Die EPBTs variieren zwischen 0,7 und 1,9 Jahren für eine Installation in Sizilien.

Eine genauere Auflistung der Beiträge der einzelnen Komponenten der CPV-Systeme zur EPBT zeigt folgende Abbildung 10.

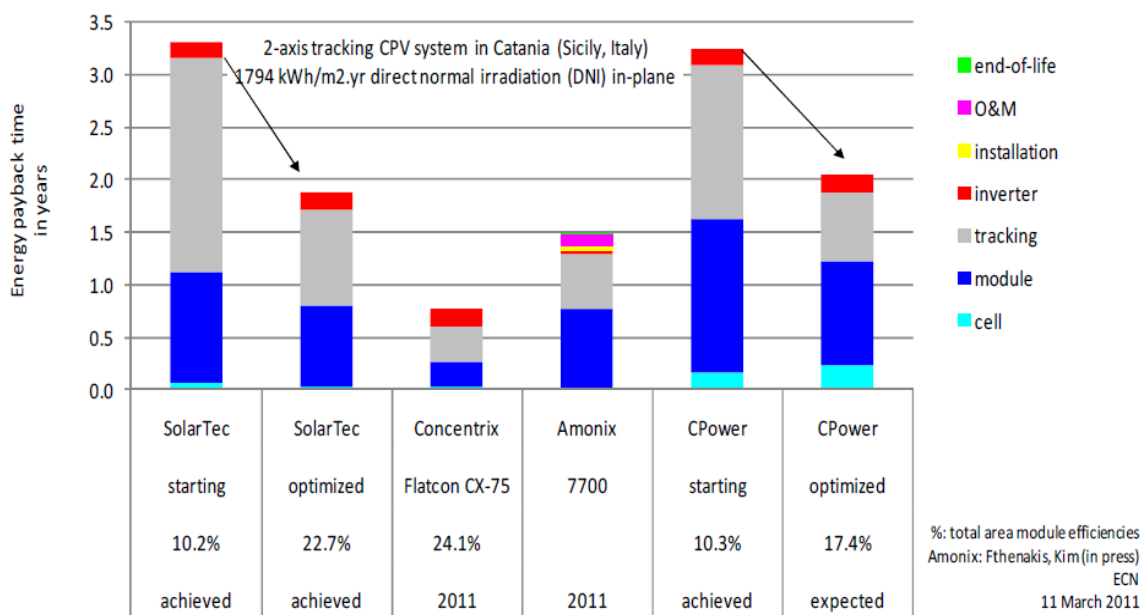


Abbildung 10: genaue Auflistung der Beiträge der einzelnen Produktionsschritte zur EPBT für die vier vorgestellten CPV Technologien. Zusätzlich wird eine zeitliche Entwicklung dargestellt, Timò, 2011⁵

Die Pfeile in Abbildung 10 bedeuten eine zeitliche Entwicklung vom Beginn des Apollon Projektes bis zum Ende. Diese Grafik stammt von Timò (2011). Dabei handelt sich um einen Aktualisierung der Studie von de Wild-Scholten et al., (2010). Ein Vergleich von

⁵ O&M steht für Operation und Management

Tabelle 9 mit Abbildung 10 zeigt kleine Unterschiede in den Berechnungen der EPBT für die CPV-Anlagen.

Des Weiteren ist aus Abbildung 10 ersichtlich, dass der Beitrag des Nachführsystems und die Modulproduktion den größten Anteil an der EPBT aufweisen. Außerdem zeigt sich sehr schön die Verringerung der EPBT sowohl bei steigendem Wirkungsgrad als auch bei verbesserter Herstellungseffizienz des Nachführsystems.

Die Autoren de Wild-Scholten et al., (2010) bemerken, dass mit einer weiteren Entwicklung dieser Technologie, mit einer Vergrößerung der Formate und mit stärkerer Produktion zu rechnen ist. Das wiederum wird zu einer Reduktion der EPBT führen.

Auf noch einen weiteren Punkt bei CPV-Technologie weisen die Autoren hin. Auf Grund des nicht linearen Zusammenhanges zwischen DNI und GI, kommt es bei Installation einer CPV-Anlage im Süden zu einer höheren Leistungssteigerung als bei auf Flachdächern installierten fixen Systemen.

Eine andere Studie über die EPBT von CPV führte Minassians et al., (2006) durch. Dabei wurde das System SolFocus Gen1 für zwei unterschiedliche Installationsorte betrachtet. Diese sind Berkeley, Kalifornien mit einer Sonneneinstrahlung (DNI) von 1825 kWh/m²/yr und Phoenix, Arizona mit einer Sonneneinstrahlung (DNI) von 2520 kWh/m²/yr. In der Veröffentlichung von Minassians et al., (2006) wurde der gesamte Lebenszyklus dieses Systems berücksichtigt. Folgende Komponenten wurden untersucht: die multi-junction PV-Zelle(mindestens zwei verschiedene Bandlücken), der Konzentrator, der Rahmen, das Nachführsystem und die Elektronik. Des Weiteren wurde der Energieverbrauch beim Transport und bei der Installation mit berücksichtigt.

Der Wirkungsgrad der III-V Halbleiterzelle beträgt ca. 35%. Für die Konzentration (500x) des Sonnenlichtes werden Spiegel verwendet. Die EPBT wurde nach folgender Formel berechnet.

$$EPBT = \frac{E_{input}}{E_{produced/yr} - E_{tracking}} * \eta_{elec} \quad [\text{Minassians et al., 2006}]$$

E_{input} ist die gesamte Energie die bei der Produktion, beim Transport und bei der Installation anfällt. $E_{produced/year}$ ist das Produkt aus durchschnittlicher Sonneneinstrahlung, Paneelenwirkungsgrad, Paneelenfläche, Inverter und Kabeleffizienz. $E_{tracking}$ ist die Energie die für das Nachführen der Anlage benötigt wird. E_{input} wird in Primärenergieäquivalent angegeben, jedoch wird die produzierte Elektrizität in kWh ausgegeben. Deswegen wird die Umwandlungseffizienz η_{elec} benötigt Diese wird mit 38% angenommen (Blakers und Weber, 2000).

Für den Installationsort Berkeley ergibt sich eine EPBT von 1,5 Jahren und für Installationsort Phoenix 1,3 Jahre.

Eine Auflistung der einzelnen Lebenszyklusbeiträge zur EPBT zeigt Abbildung 11

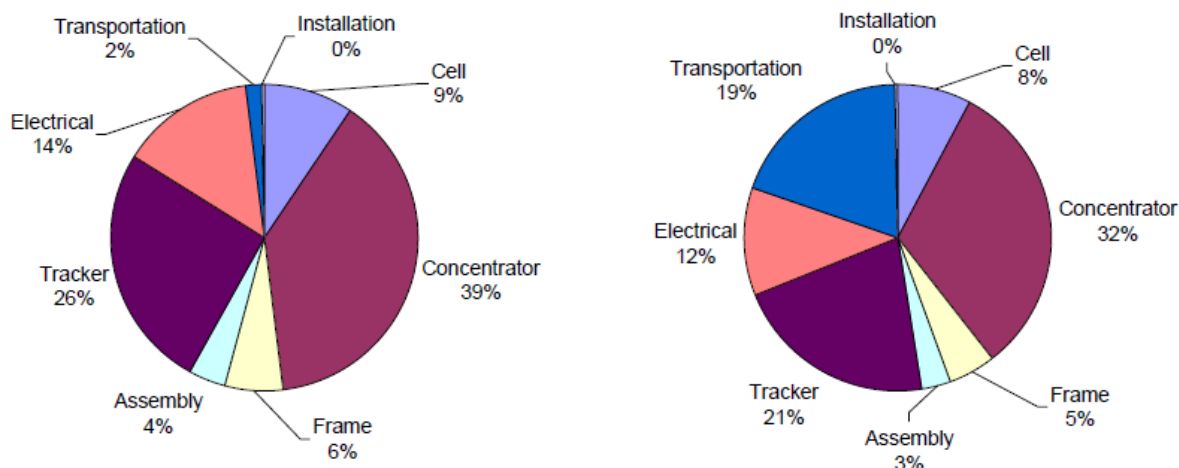


Abbildung 11: Beiträge zur EPBT des SolFocus Gen1 CPV Systems, Minassians et al., 2006
links: Berkeley; rechts: Phoenix

Aus Abbildung 11 ist u.a. ersichtlich, dass die Installationsorte unterschiedlich weit vom Fabrikationsort der SolFocus Gen1 Anlage entfernt sind. Der Anteil des Transportes an der EPBT liegt bei 2% bzw. bei 19%. Jeweils den größten Anteil liefert der Konzentrator, gefolgt vom Nachführsystem. Die Elektronik trägt auch noch einen kleineren Beitrag von 12-14% bei.

Der Gesamtenergiebedarf für Installationsort Berkeley beträgt 52199 MJ. Dabei benötigt der Transport den größten Energieanteil. (Anmerkung: In Abbildung 11 wird der Transport des Konzentrators bei den 39% Beitrag zur EPBT mit berücksichtigt.) Mit über 13000MJ ist das klar der dominierende Anteil. Das liegt daran, dass rund 240kg Glas für die Primärspiegel benötigt werden und diese relativ weit transportiert werden müssen. Genauer betrachtet sind eigentlich die Primärspiegel für den meisten Energiebedarf verantwortlich. Das Nachführsystem mit knapp unter 10000MJ liefert den Zweitgrößten Beitrag. Das resultiert daraus, dass dafür viel energieintensiver verzinkter Stahl verwendet wird. Der Inverter liefert mit ca. 6000MJ auch noch einen signifikanten Beitrag, primär deswegen weil dieser mit nur 10 Jahren Lebenszeit begrenzt wird [Daten aus Minassians et al., (2006)].

Also im Unterschied zu nichtkonzentrierender PV benötigt bei diesen CPV-Anlagen nicht die Herstellung der Solarzellen die meiste Energie, sondern die Produktion des Nachführsystems bzw. Konzentrators. Bei der SolFocus Gen1 Anlage in Berkeley benötigt der Transport der Primärspiegel für die Konzentration von Produktionsort zum Anlagenort rund 25% der gesamten zur Herstellung benötigten Energie [Minassians et al., 2006].

Die Autoren Fthenakis et al., (2011a) präsentieren eine Zusammenfassung von LCA zu verschiedenen PV-Technologien.

- Alsema (2000) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] berechnete die EPBT und den Primärenergieverbrauch zur Produktion von multi- und monokristallinen Si-Modulen. Die Annahmen des Autors sind: Südeuropäische Sonneneinstrahlung: 1700 kWh/m²/yr, PR = 0,75 und am Hausdach installierte Anlagen.

Tabelle 10: Primärenergieverbrauch und EPBT für kristalline Si PV-Technologie, Alsema, 2000 zitiert in Fthenakis et al., 2011a

Zelltyp	Wirkungsgrad [%]	Primärenergieverbrauch [MJ/m ²]	EPBT [Jahr]
Multikristallines Si	13	4200	2,5
Monokristallines Si	14	5700	3,1

- Meijer et al., (2003) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] berechnete einen Primärenergieverbrauch zur Produktion von multikristallinen Si-Modulen von 4900 MJ/m². In dieser Studie wurden die Wafer aus EG Si gefertigt und bei der Studie von Alsema (2000) [zitiert in Fthenakis et al., (2011a)] aus SoG (siehe Abbildung 9). Bei einem Wirkungsgrad von 14,5% und einer Sonneneinstrahlung von 1000 kWh/m²/yr für die Niederlande kommen Meijer et al., (2003) [zitiert in Fthenakis et al., (2011a)] zu einer EPBT von 3,5 Jahren.
- Jungbluth (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] nimmt an, dass die Fertigung der Wafer mit 50% EG Si und 50% SoG Si geschieht. Bei einem Wirkungsgrad von 13,2% für multikristalline und 14,8% für monokristalline Technologie, einer Wafer Dicke von 300µm und einer Sonneneinstrahlung für die Schweiz von 1100 kWh/m²/yr errechnete Jungbluth (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] eine EPBT zwischen 3 und 6 Jahren, je nachdem wo die Anlagen installiert ist, am Flachdach, Schrägdach oder an der Fassade (siehe auch Jungbluth et al., 2008).
- Alsema und de Wild-Scholten (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] kommen mit neueren Daten aus der Industrie auf einen Primärenergieverbrauch von 3700 MJ/m² für multikristalline und 4200 MJ/m² für monokristalline Si-Technologie.
- Für Module die in den Jahren 2004 bis 2005 gefertigt wurden berechneten Fthenakis und Alsema (2006a) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] eine EPBT von 2,2 und 2,7 Jahren für multi- und monokristalline Technologie, bei einer Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, eine PR von 0,75 und am Hausdach installierter Anwendung. Die BOS Komponenten für eine Installation am Dach tragen 0,3 Jahre zur EPBT bei.
- Amorphes Si wird hauptsächlich gebäudeintegriert verwendet. Eine frühe Studie von Lewis et al., (1999) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] präsentiert eine EPBT von 5,14 Jahren, bei einer Sonneneinstrahlung von 1400 kWh/m²/yr und einer Anlage Lebensdauer von 20 Jahren.

De Wild-Scholten (2011) stellte eine Studie über die ökologischen Auswirkungen von einer Globalisierung der PV-Produktion unter besonderer Berücksichtigung der länderspezifischen Produktionsprozesse vor. Der Länder-Elektrizitätsmix beeinflusst den Primärenergiebedarf und die GHGE (siehe Kapitel 4.2 Treibhausgas (GHG)- bzw. CO₂ Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien) pro produzierter kWh Strom.

Der derzeitige Globalisierungstrend verlagert die Produktion der PV-Module und anderer benötigter Komponenten immer mehr nach Asien. Das wird auch von anderen Quellen bestätigt. Laut einer Ausgabe der *Wiener Zeitung* vom 31. August 2011 hatten im Jahr 2010 acht der zehn größten Solarzellen-Hersteller in Asien ihren Firmensitz.

De Wild-Scholten (2011) vergleicht in ihrer Arbeit verschiedene PV-Technologien und die Auswirkungen auf die EPBT bzw. GHGE in Abhängigkeit vom Produktionsort.

Das LCA wurde nach dem ISO Standard 14040 durchgeführt und die verwendete Datenbank war Ecoinvent 2.2. Für die Berechnung des totalen Lebenszyklusprimärenergiebedarfs wurde von der Autorin die CED Methode angewendet. Der Wirkungsgrad des zugrundeliegenden UCTE Elektrizitätsmixes beträgt 11,4 MJprim/kWh.

Die Daten wurden für kristalline, mikrokristalline, CdTe und CIGS PV-Module anhand aktueller Produktion gesammelt. Diese stammen aus Lozanovski und Held (2010) für CIGS-Technologie, aus de Wild-Scholten et al., (2006) für die Hausdach-BOS-Komponenten und aus Fthenakis et al., (2011b) für die PR und die Degradationerscheinung (DG). Andere Daten stammen aus Schottler et al., (2009) [sämtlich zitiert in de Wild-Scholten (2011)].

Tabelle 11 fasst die gesammelten Daten zusammen.

Tabelle 11: Daten und verschiedene Parameter von PV-Technologien, de Wild-Scholten, 2011

Technologie	η [%]	PR	DG [%/yr]	Rahmen	Glas
Mono Si	14,4	0,75	0,67	ja	single
Multi Si	14,1	0,75	0,67	ja	single
μ m-Si	10,0	0,75	0,67	nein	doppelt
CdTe	11,3	0,75	0,67	nein	doppelt
CIGS	11,0	0,75	0,67	ja	doppelt

Recycling Schritte wurden für alle Technologien bis auf die μ m-Si Anlagen berücksichtigt.

Für den Installationsort der Anlagen wurde eine Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr angenommen (Südeuropa).

Die größten Produzenten von poly-Si 2010 sind: USA, China, Deutschland, Korea und Japan [Bernreuter und Haugwitz (2010), zitiert in de Wild-Scholten (2011)].

Länder die Wafer, Zellen und Module herstellen sind der Größe nach: China, Japan, Deutschland, Taiwan, Malaysia, USA, Norwegen, u.a. [Metha (2010), zitiert in de Wild-Scholten (2011)].

Für den Europäischen Elektrizitätsmix wurde die Ecoinvent Datenbank verwendet, für andere Länder die länderspezifischen Mixe laut IEA (International Energy Agency). Auf Grund eines Mangels an Informationen bezüglich Energieerzeugungseffizienz und Transportverluste dieser Mixe, weist die Autorin darauf hin, dass ökologische Auswirkungen pro kWh, zum Beispiel MJprim/kWh Primärenergie und CO₂-eq/kWh GHGE, mit großen Unsicherheiten behaftet sind.

Zur Produktion von poly-Si verwenden viele Firmen, wie zum Beispiel REC, Wasserkraft, andere wiederum benutzen Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen.

Die Ergebnisse für eine Hausdachinstallation werden in Abbildung 12 dargestellt. Das poly-Si wurde mittels Wasserkraft produziert und die Wafer, Zellen und Module mit dem UCTE Mix. Bei der μ m-Si Technologie wurde angenommen, dass diese 2012 produziert werden wird. Das bedeutet die EPBT für diese Anlage wurde von der Autorin geschätzt.

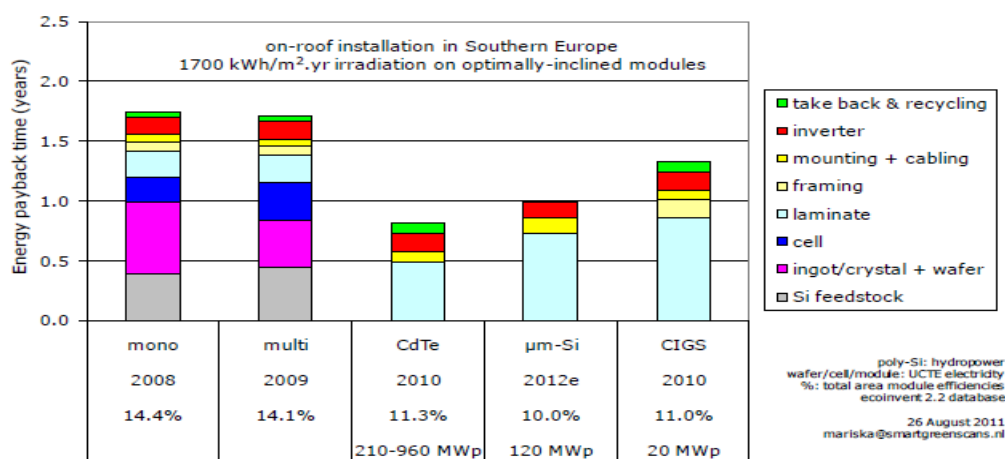


Abbildung 12: EPBT für unterschiedliche PV-Technologien, de Wild-Scholten, 2011

Bei manchen Technologien wurde auch die Größe der Anlage angegeben.

Die kristalline Technologie benötigt länger um die bei der Produktion verbrauchte Energie wieder zu generieren. Bei der CdTe, der $\mu\text{m-Si}$ und der CIGS Anlage stellt das Laminieren den größten Beitrag zur EPBT dar. Außer bei der $\mu\text{m-Si}$ Technologie wurde bei allen etwaige Recycling- und Rückbauarbeiten berücksichtigt. Diese weisen aber nur einen relativ kleinen Beitrag zur EPBT auf.

Die EPBT für diese vorgestellten Anlagen liegt bei Installation am flachen Hausdach in Südeuropa zwischen 0,9 und 1,7 Jahren.

Während die kristalline Technologie schon länger bekannt ist und in dementsprechenden Mengen hergestellt wird, werden vor Allem $\mu\text{m-Si}$ - und CIGS-Zellen noch nicht in dieser Anzahl produziert. Es ist aber zu erwarten, dass mit steigender Produktion der Energiebedarf sinken wird, während der Ertrag an generiertem Strom steigt (de Wild-Scholten, 2011).

In dieser Studie wird außerdem gezeigt, dass bei Produktion des poly-Si mittels Wasserkraft und bei Produktion von Wafer, Zelle und Module mittels UCTE Mix die geringste EPBT für die kristalline Technologie von 1,5 Jahren zu erwarten ist. Werden länderspezifische Elektrizitätsmixe herangezogen, d.h. die poly-Si und die Wafer-, Zellen- und Modulproduktion wird mittels landesüblichen (globalen) Elektrizitätsmix bereitgestellt, steigt die EPBT bis auf 2 Jahre an.

An dieser Stelle kann auf das Konzept des PV-Breeder hingewiesen werden. Das heißt, dass die zur Herstellung von PV-Komponenten benötigte Energie selbst aus PVA stammt. Dadurch werden ökologische Auswirkungen neuerlich gesenkt und die EPBT geht voraussichtlich zurück.

(PV-Breeder siehe weiter unten)

Masakazu et al., (2009) führten eine LCA für ein 2 MW System in Hokuto, Japan durch. Die Studie wurde 2008 durchgeführt und zu dieser Zeit waren schon 600 kW installiert. Die restlichen kW, so wurde von den Autoren angenommen, werden demnächst dazu gebaut.

In dieser Arbeit wurden sechs verschiedenen PV-Systeme mit sechs unterschiedlichen Modultypen untersucht. Um eventuelle Unterschiede bei der Positionierung auszugleichen, wurde angenommen, dass alle PV-Systeme eine Kapazität von 600 kW haben und an der gleichen Stelle positioniert sind.

Die Systemgrenzen für die Untersuchung gehen vom Abbau der Rohstoffe bis zur Entsorgung. Die Daten für den Abbau der Rohstoffe, die Fertigung und die Entsorgung stammen aus JLCA-LCA (2009) und aus JEMAI LCA Pro [beides zitiert in Masakazu et

al., 2009]. Andere Daten wie Transport, Konstruktion, Operation und Management stammen aus der Analyse der vorliegenden Anlage.

Für die Berechnungen wurde eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen und 0,5%/yr Degradationserscheinung. Die Sonneneinstrahlung beträgt 1725 kWh/m²/yr.

Tabelle 12 zeigt die untersuchten Technologien.

Tabelle 12: Installierte Technologien zusammen mit BOS Komponenten beim 2 MW System in Hokuto, Masakazu et al., 2009

Technologie	Nominale Leistung [W]	Wirkungsgrad [%]	Energiebedarf	CO ₂ -Emissionen
sc-Si	84	13,2	3986 MJ/m ²	193 kg CO ₂ /m ²
a-Si/sc-Si	186	15,6	3679 MJ/m ²	178 kg CO ₂ /m ²
mc-Si	100	14,0	2737 MJ/m ²	135 kg CO ₂ /m ²
a-Si	60	6,1	1202 MJ/m ²	54 kg CO ₂ /m ²
µc-Si/a-Si	110	8,8	1211 MJ/m ²	68 kg CO ₂ /m ²
CIS	70	8,8	1105 MJ/m ²	68 kg CO ₂ /m ²
Inverter			0,57 GJ/kW	43 kg CO ₂ /kW
Kabel, Verbindungen			1068 GJ/600kW	62,0 t CO ₂ /600kW
Array (verzinkter Stahl)			22,5 GJ/t	1,91 t CO ₂ /t

Mit diesen Daten wurde die EPBT berechnet. Für die sc-Si-Technologie ergibt sich eine EPBT von 3,6 Jahren, für a-Si/sc-Si 2,9 Jahre, für mc-Si 2,2 Jahre, für a-Si 3,1 Jahre, für µc-Si/a-Si 2,3 Jahre und für die CIS-Technologie 2,1 Jahre [Masakazu et al., 2009].

Es zeigt sich wieder, dass für die monokristalline Si-Technologie am meisten Energie benötigt wird. Die kürzeste Energierückzahlzeit haben die CIS-Anlagen. Da gibt es aber möglicherweise Rohstoffengpässe bezüglich des Indiums.

Bei einer Anlagenlebensdauer von 30 Jahren liefert selbst die sc-Si Anlage über 26 Jahre lang Nettoenergie. Einen wesentlichen Anteil an der EPBT hat auch das Array System. Bei einer so großen Anlage wird man viel Material für das Aufstellen der Module benötigt. Diese müssen im richtigen Winkel und Abstand zueinander stehen um mögliche Verschattungen zu vermeiden. Dennoch liegt der größte Energieanteil 50-80% in der Herstellung der PV-Module.

Eine Aktualisierung dieser Arbeit liefert Masakazu et al., (2011). Dabei wurden neu in die Anlage installierte PV-Module mit leicht verändertem Wirkungsgrad berücksichtigt. Der Energiebedarf und auch andere Annahmen wie Lebensdauer und Sonneneinstrahlung bleiben aber unverändert. Bei der neuen Berechnung schwankt die EPBT zwischen 1,4 und 3,8 Jahren. Die vielversprechendsten Resultate erzielten die multi-Si und die CIS-Technologie.

In einer anderen Studie von Alsema et al., (2006) wurde die EPBT von unterschiedlichen PV-Technologien mit folgenden Annahmen berechnet: Hausdachinstallation, PR von 0,75 und Sonneneinstrahlung für Südeuropa von 1700 kWh/m²/yr bzw. für Mitteleuropa von 1000 kWh/m²/yr. Die Lebensdauer der Anlage wurde mit 30 Jahren und die des Inverters mit 15 Jahren angenommen. Das end-of-life Management wurde dabei nicht berücksichtigt, ebenso eventuelle Abfallverarbeitung. Beides aus Mangel an verfügbaren Daten zum Zeitpunkt der Studie.

Der Primärenergiebedarf wurde nach der CED Methode berechnet. Sämtliche Energie zur Herstellung der Anlage basiert auf dem UCTE Elektrizitätsmix, mit Ausnahme der

Produktion des Si-Rohmaterials. Dieser Prozess ist sehr energieintensiv und dementsprechend wird das Si-Ausgangsmaterial dort produziert wo Energie billig ist. Alsema et al., (2006) verwendeten einen Mix aus Wasserkraft- und Gas-Dampfkraftwerken als Energiequelle für die Herstellung dieses Ausgangsstoffes.

Die Autoren verwendeten die Ecoinvent Datenbank.

Die Systemgrenzen bei der LCA für die kristalline Technologie starten mit der Produktion des Si und enden bei der Modulproduktion in der Fabrik. In dieser Studie wurde der Effekt des Recycling des sawing slurry (Sägeflüssigkeit) berechnet. Dadurch kann ca. 80-90% des Siliziumcarbid und des Polyethylenglykol wiedergewonnen werden. Eine entsprechende Reduktion der ökologischen Auswirkungen durch das Recycling dieser Stoffe konnte dadurch erreicht werden.

Die Ergebnisse werden in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: EPBT für unterschiedliche PV-Technologien, Alsema et al., 2006⁶

Technologie	Wirkungsgrad	Installation	EPBT (SE) [yr]	EPBT (ME) [yr]
Mono-Si	14%	Hausdach	~2,1	~3,5
Multi-Si	13,2%	Hausdach	~1,9	~3,2
Ribbon Si	11,5%	Hausdach	~1,7	~2,8
CdTE	9%	Boden	~1,15	
a-Si	5,5%	Hausdach	~1,25	
CIGS	11,5%	Hausdach	~1,3	

Die Daten für die CdTe-Technologie stammen aus Fthenakis und Alsema, (2006a) und aus Fthenakis und Kim (2005), dabei wurde die Franklin Datenbank und der US Amerikanische Elektrizitätsmix verwendet. Bei den Ergebnissen für die a-Si- und CIGS-Technologie beziehen sich die Autoren auf Shibasaki (2006) [sämtlich zitiert in Alsema et al., 2006]. Bei Shibasaki (2006) wurde die GaBi Datenbank verwendet und andere Systemgrenzen angenommen. Dementsprechend sind die einzelnen PV-Technologien nur schwer miteinander zu vergleichen.

Einiges lässt sich trotzdem aus Tabelle 13 ablesen. Der Unterschied zwischen den Installationsorten bei der kristallinen Technologie. Interessant ist auch die a-Si-Anlage, die bei nur 5,5% Wirkungsgrad eine relativ kurze EPBT von 1,25 Jahren hat. Beinahe 2/3 der EPBT benötigten BOS Komponenten, das liegt auch daran dass der Wirkungsgrad so niedrig ist. Bei dieser Technologie ist die Zelle also nicht der energieintensivste Teil.

Mohr et al., (2007) führten ein LCA für GaAs-Dünnschichtzellen und GaInP/GaAs-Tandemzellen durch und verglichen dieses mit einer LCA von multikristalliner Si-Technologie. Der Wirkungsgrad für die GaAs-Zelle beträgt 23,3%, für die GaInP/GaAs-Tandemzelle 28,5% und für die multikristalline Zelle 14,8%. Bei einer Sonneneinstrahlung für die Niederlande von 1000 kWh/m²/yr, einer PR von 0,75 und einer Anlagenlebensdauer von 30 Jahren kommen Mohr et al., (2007) auf folgende EPBT: GaAs-Technologie 5,0 Jahre, GaInP/GaAs-Tandem-Technologie 4,6 Jahre und die multikristalline Si-Technologie 4,2 Jahre.

⁶SE...Südeuropa; ME...Mitteleuropa

4.1.2 Ergebnisse der Interviews zu Energiebilanzen und EPBT

Die folgenden Ausführungen stammen aus der Auswertung der Experteninterviews.

Der Hauptanteil des Energieverbrauchs bei auf Si basierenden Zellen liegt in der Aufarbeitung von solar grad Si (SoG-Si). Dabei wird versucht, diese SiO_2 -Verbindungen über Siemensprozesse oder Czochralskiprozesse, zu trennen, erwähnt P7. Hierfür werden ca. 30% bis 40% der Herstellungs-Energie benötigt, dabei wird Reinst-Silizium gewonnen (detailliertere Beschreibung der Herstellung von Solarzellen siehe 4.4.3 Ökotoxizität und Schadstoffemissionen während der Produktion von Solarzellen und Modulen).

P6 meint, dass Energie der größte Bestandteil vor allem bei monokristallinen Zellen ist, aber auch bei polykristallinen steckt sehr viel Energieinput drinnen.

Die EPBT geht natürlich massiv zurück je energieeffizienter die einzelnen Produktionsschritte werden, ist P7 überzeugt. Die Si-Zellen werden beispielsweise immer dünner, bis zu einer Dicke von $150\mu\text{m}$, das heißt es wird immer weniger Material eingesetzt und auf diesem Gebiet wird es noch entsprechende Weiterentwicklungen geben. Das wirkt sich positiv auf die Rücklaufzeit aus. Früher wurde gesagt das liegt irgendwo bei 7 Jahren, heute ist es in Mitteleuropa bei unter 3 Jahren und das geht in Südeuropa linear mit dem Einstrahlungsangebot bis auf unter ein Jahr zurück. 0,8 Jahre für CdTe-Zellen ist die geringste Zeit, die diese Person je gesehen hat.

P8 meint, dass die EPBT für die erste Zellen, die in den 1950iger Jahren für die Weltraumforschung gebaut wurden, ein Negativgeschäft waren. Für eine Sonneneinstrahlung wie in Mitteleuropa liegt die EPBT bei kristallinen Zellen zwischen 4 und 6 Jahren, bei Dünnschichtzellen zwischen 3 und 5 Jahren. Bei der Annahme, die Lebensdauer des Modules liegt bei 20 bis 30 Jahren, das sagt die statistische Erfahrung, und die Energie wird in 4 bis 6 Jahren zurückgewonnen, dann ergibt sich Faktor 4 bis 6 Mal mehr Energie die produziert wurde, als für die Herstellung verbraucht wurde. Das ist ein relativ guter Wert. Für Südeuropa, das ungefähr die doppelte Sonneneinstrahlung wie Mitteleuropa hat, reduziert sich die Rückzahlzeit für Dünnschichtzellen auf bis zu ein Jahr.

P4 erwähnt, dass die EPBT je nach Herstellungsart zwischen 1 und 4 Jahren liegt. Für diese Berechnung muss die graue Energie berücksichtigt werden. Für Österreich liegt der Wert um die 2 Jahre. Also bei einer angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren liefert das Modul dann 28 Jahre lang Nettoenergie.

Für P3 liegt die Rücklaufzeit bei unter 5 Jahren. Diese ist natürlich abhängig vom Standort und von den verwendeten Materialien.

P2 meint, dass die Energie, die bei der Produktion verbraucht wurde innerhalb von 2 Jahren für Sonneneinstrahlung in Österreich wieder gewonnen werden kann. Diese Meinung wird auch von P1 vertreten.

Alle Gesprächspartner kommen bei der EPBT im weitesten Sinn auf die gleichen Zahlen.

Wichtig bei der Frage der energetischen Rückzahlzeit ist die Verknüpfung mit der Lebensdauer CO_2 -Bilanz, findet P6. In einem nachhaltigen System muss sich die PV aus sich selbst heraus produzieren können. Bis jetzt wird PV mithilfe von fossiler Energie hergestellt, das wird auf Dauer gesehen natürlich nicht gehen. PV muss so weit reifen,

dass sie sich mit einem kleinen Anteil ihrer eigenen produzierten Energie selbst reproduzieren kann. Damit die positive Energietönung so groß wie möglich wird.

Die Berechnung von Energiebilanzen hängt sehr stark von dem verwendeten zugrundeliegenden Energiemix ab. Für Europa wird gerne der UCTE grid mix verwendet, neuerdings ENTSO-E, um die EPBT oder die Treibhausgasbilanzen zu berechnen. Dann sehen diese Bilanzen negativer aus als wenn zum Beispiel den norwegischen grid mix als Basis betrachtet wird. In Norwegen wird beinahe zu 100% die benötigte Energie aus Wasserkraft generiert (Siehe 4.2 CO₂ und Treibhausgasbilanzen für unterschiedliche PV-Technologien).

Wenn eine gesamtenergetische Betrachtung angestellt bzw. die Frage nach dem Zukunftspotential einer Technologie gestellt wird, dann sollte nicht die aktuelle Produktionssituation betrachtet werden, sondern es sollte die Bedingung berücksichtigt werden, dass die gesamte Energie zur Produktion und Herstellung auch aus der Solartechnik kommt, meint P7. Mit der Annahme, dass die Energie zu 100% erneuerbar ist, bleibt nur noch zu klären welche Rohstoffe bei der Produktion eingesetzt werden und wie schaut es dabei mit der Nachhaltigkeit bzw. Recycelfähigkeit aus.

4.1.3 Lebensdauer von Solarzellen bzw. PV-Anlagen

Die Lebensdauer von PVA ist ebenfalls ein wichtiger Parameter bei einer Energiebilanz bzw. bei der Berechnung der EPBT.

Diese Frage wurde anhand der Expertengespräche erörtert.

Die Lebensdauer von Solarzellen liegt bei ungefähr 20 bis 30 Jahren, darin sind sich die Experten einig.

Eigentlich gibt es noch wenig Erfahrung in diesem Bereich, meint P7, weil es erst seit 5 oder 6 Jahren riesige GW-Fabriken gibt. Das Wissen, wie lange diese Zellen wirklich halten, ist noch nicht vorhanden. Diese 30 Jahre sind reine Vermutung. Im Mittel wird das schon stimmen, findet P5.

Die Frage ist, was macht eigentlich die Haltbarkeit aus. Das ist in erster Linie die Einkapselung, also wie gut die Zellen und vor allem Module gegen Umwelteinflüsse geschützt sind, wie P7 und P1 anmerken. Wenn diese Einschweißung gut verarbeitet ist, spricht nichts dagegen, dass die Zelle 30 Jahre gegen Umwelteinflüsse geschützt ist. Ein wichtiges Kriterium ist aber auch, wo die Anlagen aufgebaut sind. Wenn diese PV-Kraftwerke in einer Meeresumgebung stehen und dauernd einer salzhaltigen Atmosphäre ausgesetzt sind oder sich in der Nähe von landwirtschaftlichen Betrieben befinden und dort immer aggressiven Ammoniak-Verbindungen ausgesetzt sind, dann wird diese aktive Atmosphäre die Zellen und die Einkapselungsfolie angreifen und die Anlagen werden vielleicht nicht solange halten. Falls das Modul aber auf einer Alm steht, wo es weniger Schadstoffen ausgesetzt ist, wird es vielleicht sogar weit länger als 30 Jahre halten.

Die Lebensdauer der innovativen, neueren Zellen ist noch überhaupt nicht bekannt, findet P6. Die tatsächliche Lebensdauer wird sich erst in 30 bis 40 Jahren zeigen. Bei den mono- und polykristallinen Zellen gibt es zumindest ein paar Jahrzehnte Erfahrung und das Wissen, dass sich die Degradation in einem gewissen Rahmen hält. Die normale Degradation (die Veränderungen in den Halbleiterschichten) wird von den Firmen auch offensiv aufgegriffen. Diese garantieren heute eine gewisse Wirkungsgrad-

Lebensdauerkurve. Da gibt es Garantiekurven für poly- und monokristalline Zellen, bei denen nach 30 Jahren immer noch 75% des Wirkungsgrades garantiert wird.

Es stellt sich überhaupt die Frage ob diese Degradationserscheinungen bei der Berechnung der EPBT berücksichtigt werden müssen. Diese Rückzahlzeit liegt in der Regel weit unter 5 Jahren, ob die Abnahme des Wirkungsgrades dafür eine Rolle spielt, müsste noch ausgerechnet werden. P6 meint aber, dass das nicht überbewertet werden sollte.

4.1.4 Synthese über Energiebilanzen und EPBT bzw. Lebensdauer unterschiedlicher PV-Technologien

Die in den vorangegangenen drei Kapiteln gewonnenen Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- Der Großteil des herstellungsbedingten Energiebedarfs von mono- und polykristallinen Zellen liegt in der Produktion von solarem Si.
- EPBT geht bei einer Effizienzsteigerung der Produktionsschritte zurück.
- Je nach Herstellungsart bzw. Sonneneinstrahlung liegt die EPBT in Europa bei ein bis vier Jahren, für Südeuropa sind schon Zeiten von unter einem Jahr möglich.
- Energiebilanzen hängen sehr stark vom zugrundeliegenden Energiemix ab. In Europa wird meist der ENTSO-E Mix (vormals UCTE Mix)- verwendet.
- PV muss sich zukünftig mit einem kleinen Teil ihrer produzierten Energie selbst reproduzieren können. D.h.: die positive Energietönung muss so groß wie möglich sein.
- Die Lebensdauer hängt in erster Line davon ab wie gut die Einkapselung der Module verarbeitet ist. Außerdem ist der Standort von Bedeutung.
- Bei mono- und polykristallinen Zellen wird von ca. 20 bis 30 Jahren Lebensdauer ausgegangen, ebenso bei vielen Dünnschichttechnologien. Bei den neueren Zelltypen gibt es noch so gut wie keine praxisrelevanten Erfahrungen.
- Die EPBT liegt bei einer Sonneneinstrahlung für Südeuropa ($1700 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$) und einer PR von 0,75 bei 1,8 Jahren für monokristalline Technologie ($\eta=14\%$) und multikristalline Technologie ($\eta=13,2\%$). Für die ribbon Technologie ($\eta=13,2\%$) ergibt sich eine EBPT von 1,3 Jahren.
- Für CdTe-Anlagen ($\eta=10,9\%$) liegt die EPBT bei 0,8 Jahren, für eine südeuropäische Sonneneinstrahlung und einer PR von 0,8.
- Für Schweizer Verhältnisse (Sonneneinstrahlung: $1100 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$) liegt die EPBT für 3-kWp Anlagen je nach Installationsort und verwendeter Technologie zwischen 2,7 und 4,9 Jahren.
- Die EPBT für CPV liegt zwischen 0,8 und 1,9 Jahren bei einer DNI von $1794 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$.
- Bei der CPV steckt der größte Teil der zur Produktion benötigten Energie im Nachführsystem.
- CIGS-Technologie kommt bei einer Einstrahlung von $G_I = 1925 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$ zu einer EPBT von 1,2 Jahren.

- Organische PV-Technologie ($\eta=10\%$) generiert die zur Fertigung der Anlage benötigte Energie nach 4 Jahren bei einer Sonneneinstrahlung für Südeuropa und einer PR von 0,8.
- Amorphe Si-Anlagen haben eine EPBT von 5,14 Jahren bei einer Einstrahlung von $1400 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$ (Bemerkung: Dieses Ergebnis stammt aus einer Studie von 1999). Neuere Studien aus 2006 kommen zu einer EPBT von ca. 3 Jahren bei einer Einstrahlung von $1100 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$ und Montage am Schrägdach.
- Andere Berechnungen ergeben eine EPBT von 1,25 Jahren für amorphes Si bei einer südeuropäischen Sonneneinstrahlung und einem η von 5,5%.
- GaAs-Dünnschichtzellen bzw. GaInP/GaAs Tandemzellen erzielen eine EPBT von 5 bzw. 4,6 Jahren. Bei einer Sonneneinstrahlung von $1000 \text{ kWh/m}^2/\text{yr}$, einer PR von 0,75 und einer Lebensdauer von 30 Jahren.

Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die PV-Technologie sehr rasch die zur Herstellung benötigte Energie generiert und dann bis zu 30 Jahre lang Nettoenergie liefert.

4.2 Treibhausgas(GHG)- bzw. CO₂-Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien

Die Treibhausgasemissionen (Greenhouse Gas-Emissionen (GHGE)) während des Lebenszyklus eines PV-Systems werden oft als CO₂-eq., für einen Zeithorizont von 100 Jahren, ermittelt.

Die wichtigsten Vertreter von Treibhausgasen sind: Kohlendioxid CO₂ (Global Warming Potential GWP = 1), Methan CH₄ (GWP = 25), Lachgas N₂O (GWP = 298) und Fluorkohlenwasserstoffe FKW (GWP = 4750-14400) [Forster et al., 2007; zitiert in Fthenakis et al., 2011a].

Das GWP wird laut Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) definiert als der relative Effekt eines Treibhausgases auf das Klima, gemessen in CO₂-eq, für einen Zeithorizont von 100 Jahren [De Wild-Scholten et al., 2010].

Wenn eine PVA einmal montiert ist und Strom „produziert“, werden keine Treibhausgase freigesetzt. Dies geschieht hauptsächlich bei der Produktion der Zellen, bei der Fertigung der Module, beim Aufstellen und Montieren, u.a. Eigentlich gibt es überall GHGE wo Energie eingesetzt wird.

Um eine Aussage über die Umweltfreundlichkeit oder -feindlichkeit einer Technologie treffen zu können ist es notwendig eine Treibhausgasbilanz aufzustellen.

Dies ist von unterschiedlichen Forscherinnen und Wissenschaftlerinnen für die PV-Technologie vorgenommen worden.

4.2.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zu Treibhausgas(GHG)- bzw. CO₂-Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien

Die Treibhausgasbilanzen hängen sehr stark vom verwendeten Energiemix ab. Es ist ein Unterschied ob die Zellen zum Beispiel in Polen oder in Norwegen produziert werden. In Polen wird sehr viel Strom aus fossiler Verbrennung generiert, hingegen in Norwegen stammt die elektrische Energie zum Großteil aus Wasserkraft, dementsprechend schauen die GHGE für den Energiemix dieser Länder unterschiedlich aus.

Fthenakis et al., (2007) untersuchten die GHGE, die Schadstoff- und die Schwermetallemissionen für vier unterschiedliche PV-Technologien: Ribbon Si, Mono- und Multi Si und CdTe, basierend auf Daten von 12 PV produzierenden Firmen zwischen 2004 bis 2006. Life Cycle Emissionen für diese Technologien wurden für einen durchschnittlichen Energiemix in Europa und den USA untersucht.

Folgende Fälle wurden betrachtet:

- Fall 1: derzeitige Elektrizitätsmix für Si-Produktion im Rahmen des CrystalClear Projektes und Ecoinvent Datenbank.
- Fall 2: UCTE Netzmix und Ecoinvent Datenbank
- Fall 3: US Netzmix und Franklin Datenbank

Die Emissionen wurden mit der in der Anlagenlebenszeit produzierten Elektrizität normalisiert. Die während der Lebenszeit totale produzierte Elektrizität (G) pro m² PV-Modulfläche wurde wie folgt berechnet:

$$G = E * I * PR * L \quad [\text{Fthenakis et al., 2007}]$$

I...Sonneneinstrahlung

E...Wirkungsgrad

PR...Performance Ratio

L...Lebenszeit

Mit obiger und nachfolgender Formel werden die GHGE berechnet.

$$GHG_{Emissions} = \frac{\text{Kummulative } GHG_{Emissions}}{G * \text{Modulfläche}} \quad [\text{Kammen et al., 2011}]$$

Fthenakis et al., (2007) verwendeten für ihre Berechnungen eine durchschnittliche Sonneneinstrahlung für Südeuropa von 1700 kWh/m²/yr, eine PR von 0,8 und eine Lebensdauer der Anlagen von 30 Jahren.

Die Daten für den Fall 1 stammen aus Alsema und de Wild-Scholten (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2007] bzw. aus Fthenakis und Alsema (2006a) [zitiert in Fthenakis et al., 2007]. Laut diesen Studien ergeben sich GHGE von 30-45 g CO₂-eq/kWh für am Dach installierte Anlagen, bei einer Südeuropäische Einstrahlung von 1700 kWh/m²/yr und einer PR von 0,75. Dabei werden kristalline PV-Module betrachtet die 2004 produziert wurden.

Nach einer Studie von Fthenakis und Kim (2006) [zitiert in Fthenakis et al., 2007] belaufen sich die GHGE für die CdTe Technologie auf 24 g CO₂-eq/kWh für am Boden installierte Anlagen. Dabei gingen Fthenakis und Kim (2006) von einer Produktion der Module in den USA, einer Sonneneinstrahlung von 1800 kWh/m²/yr, einer PR von 0,8 und einer Lebensdauer von 30 Jahren aus. Fthenakis et al., (2007) aktualisierten diese Daten und normalisierten diese für eine konstante Einstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, eine PR von 0,8 und 30 Jahren Lebensdauer bzw. konstantem Energiemix. Damit ist ein Vergleich der vier verschiedenen PV-Technologien für den Fall 2 (UCTE Netzmix) möglich.

Die soeben genannten Berechnungen führten Fthenakis et al., (2007) auch für den Fall 3 des US-amerikanischen Netzmixes durch.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 13 dargestellt. Dabei werden Anlagen betrachtet die am Boden (ground mounted) installiert sind.

Die Sonneneinstrahlung beträgt 1700 kWh/m²/yr, die PR 0,8 und die Lebensdauer der Module wird mit 30 Jahren angenommen. [Fthenakis et al., 2007]

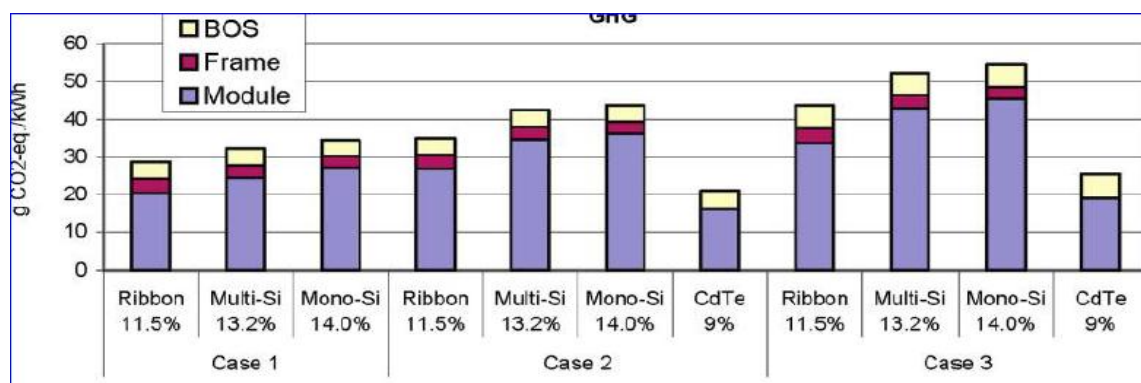


Abbildung 13: GHGE [g CO₂-eq/kWh] von Si und CdTe PV-Technologie, Fthenakis et al., 2007

In Abbildung 13 ist gut zu erkennen, dass für den Fall 1 die niedrigsten GHGE zu erwarten sind. Das liegt wieder daran, dass der zugrunde liegende Energiemix für diese Situation einen höheren Anteil an Wasserkraft und an Gaskraftwerken hat. Beim Crystal-Clear Projekt sind beispielsweise Firmen aus Norwegen (REC) [Sinke (2005)] involviert. Aus demselben Grund liegen die Treibhausgasemissionen für den Fall 2 unter denen von Fall 3. Der europäische Energiemix ist reiner als der US-amerikanische [Fthenakis et al., 2007].

Die Produktion von polykristallinen Si ist der energieintensivste Teil im Lebenszyklus dieser PV-Technologie. Ungefähr 45% des totalen Primärenergiebedarfs wird dabei benötigt [Fthenakis et al., 2007].

Die meiste Energie bei der CdTe-Technologie wird bei der CdTe-Filmablagerung verbraucht, ca. 54% des totalen Primärenergiebedarfs. Diese Herstellungsart ist aber insgesamt nicht so energieintensiv wie die Produktion der kristallinen Technologie.

Die GHGE für monokristalline Module sind für jeden Fall größer als für andere Technologien, das liegt daran, dass während des Ingot-Wachstumsprozesses (Czochralski Kristallziehen) ausgesprochen viel Energie benötigt wird [Fthenakis et al., 2007].

Die wenigsten Emissionen gibt es bei der CdTe-Technologie, weil hier am wenigsten Energie für die Herstellung der Module verbraucht wird. Zu beachten ist aber, dass bei diesem Anlagentyp der Rahmen nicht berücksichtigt wurde.

Fthenakis et al., (2009) aktualisierten ihre Berechnungen für die CdTe-Technologie aus dem Jahr 2007. Für den deutschen Fall bezogen sich die Autoren wieder auf die Studien von Rauei (2009) und Held (2009) [zitiert in Fthenakis et al., 2009].

Die Ergebnisse sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: GHGE von CdTe-PV-Technologie für eine am Boden installierte Anlage, Fthenakis et al., 2009

US (2006)	US (2009)	Deutschland 1	Deutschland 2
9% Wirkungsgrad	10,9% Wirkungsgrad	10,9% Wirkungsgrad	10,9% Wirkungsgrad
~25 g CO ₂ -eq/kWh	~19 g CO ₂ -eq/kWh	~18 g CO ₂ -eq/kWh	~19 g CO ₂ -eq/kWh

Für diese Auswertung wurde wieder eine südeuropäische Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr und eine PR von 0,8 angenommen.

Ein Rückgang der Treibhausgas Emissionen im Vergleich zur älteren Studie ist erkennbar. Das liegt zum einen an der Verbesserung des Wirkungsgrades und zum anderen an der Reduktion des Elektrizitätsbedarfes bei den einzelnen Produktionsschritten [Fthenakis et al., 2009].

Die Autoren weisen drauf hin, dass bei den verwendeten Datenbanken Ecoinvent (USA) und GaBi (Deutschland) Unterschiede bei den Emission Faktoren vorhanden sind.

Für kristalline Si-Technologie beziehen sich die Autoren Fthenakis et al., (2009) auf Arbeiten von de Wild-Scholten (2009) [zitiert in Fthenakis et al., 2009] und verglichen die neuen Berechnungen mit den älteren aus dem Jahr 2006. Es ergeben sich Reduktionen von 30-40% im Vergleich zu den im Jahr 2006 veröffentlichten Daten von 45, 37 und 30 g CO₂-eq/kWh [Fthenakis und Alsema (2006b); zitiert in Fthenakis et al., 2009] für mono-, multi- und ribbon Si-Technologie.

Abbildung 14 fasst die Ergebnisse für eine Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr und eine PR von 0,75, zusammen.

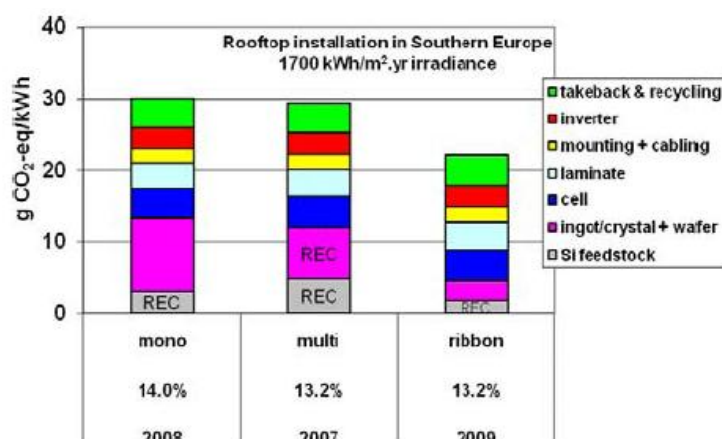


Abbildung 14: GHGE von Si-PV-Technologie, de Wild-Scholten, 2009; zitiert in Fthenakis et al., 2009

Die Autoren Fthenakis et al., (2009) weisen darauf hin, dass die Daten bei der ribbon Technologie nur auf dem Produkt einer einzelnen Firma beruhen. Ähnliches gilt für die Bereitstellung des Si-Rohmaterials und für die Produktion der multikristalline Wafer. Hier stammen die Daten von REC.

Abbildung 14 zeigt deutlich, dass bei der mono Si-Technologie der Ingot-Wachstumsprozess am meisten Energie verbraucht und daher dort der relativ größte Ausstoß an Treibhausgasen erfolgt. Interessant ist auch, dass der Abbau und das Recycling einen Beitrag von 2-3 g CO₂-eq/kWh liefert.

García-Valverde et al., (2010) präsentieren die CO₂-Emissionen für organische PV-Technologie. Dabei betrachten die Autoren eine südeuropäische Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, eine Anlagenlebensdauer von 15 Jahren und eine PR von 0,8. Des Weiteren wurden zwei verschiedene Wirkungsgrade angenommen, 5% und 10%. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: CO₂ Emissionsfaktor für organische PV-Module, García-Valverde et al., 2010

Wirkungsgrad [%]	g CO ₂ -eq/kWh
5	109,84
10	54,92

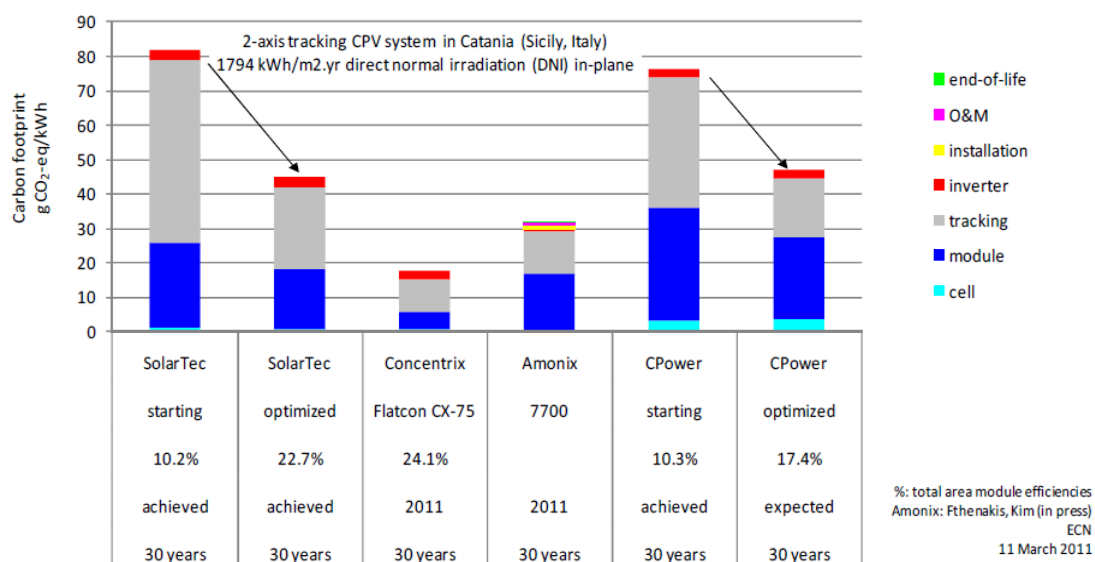
Es zeigen sich deutlich höhere GHGE für den Fall, dass $\eta = 5\%$ beträgt, als für zum Beispiel kristalline Technologie (siehe Abbildung 14). Bei Betrachtung des höheren Wirkungsgrades ergeben sich mit anderen PV-Technologien vergleichbare Emissionen. Es ist zu bedenken, dass die organische PV-Technologie ein sehr junges Forschungsgebiet ist und dass hier noch wesentliche Fortschritte bei der Produktion zu erwarten sind. Das wird zu einer Reduktion des CO₂ Emissionsfaktors führen. Außerdem ist die angenommene Lebenszeit der organischen Module von 15 Jahren nur die Hälfte der prognostizierten Lebensdauer von kristalliner Technologie.

De Wild-Scholten et al., (2010) bestimmten die GHGE für CPV. Dafür verwendeten die Autoren die IPCC2007 GWP100a Methode. Bei dieser Berechnung wurde die Lebensdauer der Anlagen berücksichtigt. Des Weiteren wurde wieder ein Vergleich mit herkömmlichen Flachdachanlagen dargestellt. Die Daten dafür stammen aus de Wild-Scholten (2010) [zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010]. Für eine Installation in Sizilien ergeben sich eine DNI von 1794 kWh/m²/yr und eine GI von 1925 kWh/m²/yr [de Wild-Scholten et al., 2010]. Die Ergebnisse sind in Tabelle 16 aufgelistet.

Tabelle 16: GHGE für unterschiedliche PV-Technologien, de Wild-Scholten et al., 2010]

Technologie	CO ₂ Fußabdruck [g CO ₂ -eq/kWh]
CdTe	15
Concentrix Solar Flatcon	18
Si Dünnschicht	21
CIGS	22
Kristallines Si	26
Amonix 7700	32
CPower optimized	37
Solartec optimized	45

Die GHGE variieren zwischen 15 und 45 g CO₂-eq/kWh. Die herkömmlichen Flachdachinstallationen emittieren die wenigsten Treibhausgase während ihres Lebenszyklus, mit Ausnahme der Concentrix Solar Flatcon Anlage. Der größte Teil dieser Emissionen liegt bei der CPV in der Produktion des Nachführsystems und in der Modulproduktion. Dies ist besonders klar in Abbildung 15 ersichtlich.

Abbildung 15: GHGE für CPV-Anlagen, Timò, 2011⁷

In Abbildung 15 ist die enorme Reduktion der GHGE für im Jahr 2008 produzierte Anlagen im Vergleich zu späteren, im Rahmen des Apollon Projektes, produzierten klar ersichtlich. Der Treibhausgasausstoß für die Zellenproduktion, die Herstellung des Nachführsystems und der Module konnte deutlich verringert werden. Von einer zukünftigen Optimierung der einzelnen Prozessschritte wird ausgegangen und das könnte zu einer neuerlichen Reduktion der GHGE führen. Zu beachten ist, dass mit Ausnahme der Amonix 7700 Anlage, die Treibhausgasemissionen für die Installation, O&M und das end of life Management nicht berücksichtigt wurde. Die Daten für das Amonix 7700 System stammen, wie schon erwähnt, aus Fthenakis und Kim (2010a) [zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010].

Der in der Studie von de Wild-Scholten et al., (2010) ermittelte CO₂ Fußabdruck verschiedener PV-Technologien ist mit dem Fußabdruck der Stromerzeugung aus Windkraft oder Nuklearenergie vergleichbar. Für die Windkraft ergibt sich ein GHG Emissionsfaktor von 11 g CO₂-eq/kWh und für die Nuklearenergie 8 g CO₂-eq/kWh [Ecoinvent 2.2 Datenbank, zitiert in de Wild-Scholten et al., 2010]. Der Wert für die Nuklearenergie ist möglicherweise zu niedrig. Dabei ist die Behandlung des Atomrückfalls wahrscheinlich nicht berücksichtigt worden.

Eine Studie von Fthenakis und Kim (2007) beziffert die GHGE von Nuklearenergie für den US amerikanischen Fall mit 16-55 g CO₂-eq/kWh. Diese Werte sind deutlich höher als die Ergebnisse der Ecoinvent Datenbank.

Eine Studie von Kammen et al., (2011) behandelt ebenfalls die ökologischen Auswirkungen von CPV. Die LCA beinhaltet die Fabrikation der Module und das Aufstellen auf einem zweiachsigen Nachführsystems, die erzeugte Energie und das Recycling bzw. Entsorgen am end-of-life der Anlage. Vier ökologische Auswirkungen wurden in dieser Studie betrachtet: die Energie, die Emissionen, der Wasserverbrauch und der Landverbrauch.

Ein Vergleich von unterschiedlichen PV-Technologien wird dargestellt.

Um nun etwaige Unterschiede bei den GHGE aufzuzeigen, müssen die unterschiedlichen Technologien normalisiert werden. Die Autoren Kammen et al., (2011) verwen-

⁷ Anmerkung: Diese Abbildung 15 stellt eine Aktualisierung der Arbeit von de Wild-Scholten et al., (2010) durch Timò (2011) dar. Die Ergebnisse stimmen dadurch vereinzelt nicht mit Tabelle 16 überein.

ten den ISO 14040 Standard nach Fthenakis et al., (2011b) [zitiert in Kammen et al., 2011] für diese Normalisierung.

Der Installationsort war in Phoenix in Arizona, USA. Dort ergeben sich eine DNI von 2537 kWh/m²/yr und eine GI von 2365 kWh/m²/yr. Die durchschnittliche Umwandlungseffizienz in elektrische Energie beträgt für das US amerikanische Netz, wie schon weiter oben erwähnt, 0,29. Die Annahme für die Anlagenlebensdauer betrug 30 Jahre.

Für am Hausdach installierte nichtkonzentrierenden Anlagen wurde ein PR von 0,75 angenommen, für am Boden montierte ebenfalls nichtkonzentrierende Anlagen eine PR von 0,8 und für CPV eine PR von 0,75 (nach Fthenakis et al., 2011b [zitiert in Kammen et al., 2011]).

Die Autoren Kammen et al., (2011) weisen darauf hin, dass für manche Parameter, wegen Datenmangels, eine Normalisierung nicht berechnet werden konnte.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: GHGE für unterschiedliche PV-Technologien, Kammen et al., 2011⁸

Technologie	Quelle	Produkt. Jahr	Einstrahlung [kWh/m ² /yr]	PR	GHG [g CO ₂ -eq/kWh]	EPBT [Jahren]
PV mono-Si Hausdach	Fthenakis et al., 2009	2008	2365	0,75	22	1,3
PV multi-Si Hausdach	Fthenakis et al., 2009	2007	2365	0,75	21	1,3
PV ribbon-Si Hausdach	Fthenakis et al., 2009	2009	2365	0,75	16	0,9
PV CdTe <i>Boden-installation</i> , deutsche Prod.	Fthenakis et al., 2009, Firstsolar 2011	2011	2365	0,8	13	0,5
PV CIGS	De Wild-Scholten et al., 2010	2009	2365	0,75	18	0,9
Low Concentrating CPV Solaria Multi-Si	Kim et al., 2008	2008	2537	0,75	26	1,2
CPV Concentrix (Flatcon)	Peharz und Dimroth, 2005	2004	2537	0,75	-	0,6
CPV Amonix	Kim et al., 2008	2008	2537	0,75	20	0,7
CPV Fresnel	Nishimura et al., 2010	2009	2537	0,75	55	1,1
CPV Amonix	Fthenakis und Kim, 2010b	2009	2537	-	24	0,8
CPV Solartec	De Wild-Scholten et al., 2010	2010	2537	-	32	1,2
CPV Concentrix (Flatcon)	De Wild-Scholten et al., 2010; de Wild-Scholten, 2011	2011	2537	0,75	15	0,5

Die am Boden installierte CdTe-Technologie verursacht am wenigsten GHGE. Viele der CPV-Technologien weisen einen höheren Treibhausgas-Emissionsfaktor auf als nicht-

⁸ Anmerkung: in dieser Tabelle wird zusätzlich noch die EPBT angeführt. Nähere Informationen dazu siehe Kapitel 4.1 Energiebilanzen, EPBT und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien.

konzentrierende Technologie. Das liegt zu einem großen Teil darin, dass für die Herstellung des Nachführsystems sehr viel Energie (im Vergleich zur Produktion vom Rest der Anlage) benötigt wird. Dafür werden in der Regel große Mengen an GHG-intensiven Stahl benötigt, das führt natürlich zu einer schlechteren Bilanz (Kammen et al., 2011).

Die Autoren weisen noch darauf hin, dass sich viele Quellen auf die Jahre 2008-2010 beziehen. Im Vergleich zu 2012 kann von einer Verbesserung der Wirkungsgrade und einem Fortschritt in der Produktion der einzelnen Technologien ausgegangen werden. Das führt wieder zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Des Weiteren verglichen Kammen et al., (2011) die GHGE von verschiedenen Elektrizität generierenden Technologien. Die Ergebnisse sind in Abbildung 16 dargestellt.

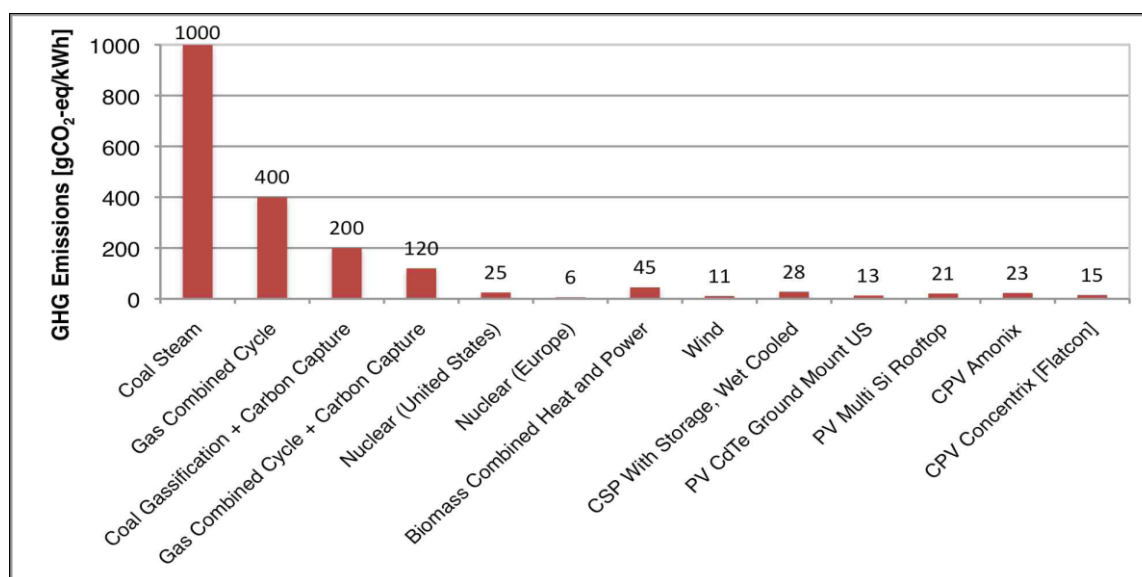


Abbildung 16: Vergleich von unterschiedlichen Strom erzeugenden Technologien nach Alsema et al., (2006) bzw. Alsema und de Wild-Scholten (2005), beides zitiert in Kammen et al., 2011

Die Daten für die PV-Technologie stammen aus der normalisierten Berechnung der Autoren Kammen et al., (2011) und beziehen sich auf eine Sonneneinstrahlung in Phoenix, Arizona.

Zu beachten ist, dass die CO₂-Emissionen für die PV mit der Wind- oder mit der Nuklearenergie zu vergleichen sind. Bei der Kernenergie gilt wieder die schon oben angeführte Überlegung.

Die Treibhausgasemissionen für Energieerzeugung auf fossiler Basis sind um bis zu über 70 Mal mehr als für zum Beispiel CdTe-Technologie. Den mit Abstand größten Emissionsfaktor gibt es bei der Kohle. Deutlich weniger Treibhausgase gibt es bei Gas- und Dampf Kombikraftwerken. Diese werden noch einmal verringert, wenn die Methode von carbon capture angewendet wird. Dennoch sind die Emissionen immer noch um fast 10 Mal mehr als bei der CdTe-Technologie und um ca. 5-6 Mal mehr als bei anderen PV- oder CPV-Technologien.

Alsema (2009) evaluierte die ökologischen Auswirkungen von multikristalliner Si-Technologie, die von REC hergestellt wurde. Bei seinen Berechnungen erhielt er 486 kg CO₂-eq pro kWp, das entspricht 108 kg CO₂-eq pro Modul. Eine Umrechnung liefert 16 g CO₂-eq/kWh [Alsema, 2009] für eine Südeuropäische Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, einer PR von 0,75 und eine Lebensdauer von 30 Jahren. Der Wirkungsgrad der Zellen beträgt für REC Anlagen aus dem Jahr 2007 13,6%. Eine Erklä-

rung für den geringen Treibhausgasausstoß bei diesem Fallbeispiel liefert wieder die schon öfter erwähnte Tatsache, dass bei dieser Studie der norwegische Energiemix zugrunde liegt.

Der Hauptanteil der Treibhausgasemissionen liegt in der Solarzellenproduktion, gefolgt von der Glasproduktion und von der Herstellung des Aluminium-Rahmens.

Die Autoren Fthenakis et al., (2011a) fassten unterschiedliche Berechnungen der GHGE von verschiedensten Wissenschaftlerinnen zusammen.

- Alsema (2000) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] berechnete die GHGE für mono- und multikristalline Si-Technologie, basierend auf einer Sonneneinstrahlung für Südeuropa von 1700 kWh/m²/yr, eine PR von 0,75 und Installation auf einem Hausdach. Die Ergebnisse sind in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: GHGE von kristalliner Si-PV-Technologie, Alsema (2000), zitiert in Fthenakis et al., 2011a

Zelltyp	Wirkungsgrad [%]	GHGE [g CO ₂ -eq/kWh]
Multikristallines Si	13	46
Monokristallines Si	14	63

Aus diesen Daten sind die großen Fortschritte bei der Reduktion der schädlichen Emissionen im Laufe von ca. 10 Jahren ersichtlich (Vergleich mit Abbildung 13 oder 14).

- Jungbluth (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] berechnete für einen Wirkungsgrad von 13,2% für multikristalline und 14,8% für monokristalline Technologie, einer Waferdicke von 300µm und einer Sonneneinstrahlung für die Schweiz von 1100 kWh/m²/yr GHGE von 39-110 g CO₂-eq/kWh. Die Emissionen sind davon abhängig wo die Anlagen montiert sind, am Hausdach, am Schrägdach oder an der Fassade.
- Die Autoren Fthenakis und Alsema (2006a) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] berechneten GHGE für zwischen 2004 und 2005 produzierte mono- und multikristalline Si-Module von 45 und 37 g CO₂-eq/kWh, für eine südeuropäische Sonneneinstrahlung. Die BOS Komponenten tragen 4,5-5 g CO₂-eq/kWh bei.
- Lewis et al., (1999) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] berechneten die GHGE von amorpher Si-Technologie und kommen auf 187,8 g CO₂-eq/kWh, für eine Sonneneinstrahlung von 1400 kWh/m²/yr und einer Lebensdauer von 20 Jahren.
Pacca et al., (2007) [zitiert in Fthenakis et al., 2011a] analysierten die ökologischen Auswirkungen von a-Si-Technologie. Dabei betrachteten sie eine Hausdachinstallation und eine Sonneneinstrahlung von 1359 kWh/m²/yr. Bei einem Wirkungsgrad von 6,3% ergeben sich Lebenszyklustreibhausgasemissionen von 34,3 g CO₂-eq/kWh. Bei dieser Berechnung wurde auch eine Degradationerscheinung von 1,1% pro Jahr berücksichtigt.

De Wild-Scholten (2011) berechnete die GHGE für mono- und multikristalline, µm-Si, CdTe und CIGS-Technologie. Dabei stellte die Wissenschaftlerin einen Vergleich dieser unterschiedlichen Anlagentypen an, wenn:

- die poly-Si-Produktion mittels Wasserkraft und die Wafer-, Zellen- und Modulproduktion mittels UCTE Netzmix von staten geht,
- die poly-Si-Herstellung mittels Wasserkraft und die Wafer-, Zellen- und Modulproduktion mittels länderspezifischen Elektrizitätsmix passiert
- sämtliche Produktionsschritte mittels länderspezifischen Elektrizitätsmix geschehen.

Wie zu erwarten zeigt sich für den Fall a) der geringste Ausstoß an GHGE.

Die für die Berechnung verwendeten Daten sind in Tabelle 11 aufgelistet. Es wird eine Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr angenommen und eine Moduldegradationerscheinung von 20% in 30 Jahren.

Die Ergebnisse für den Fall a) sind in Abbildung 17 dargestellt.

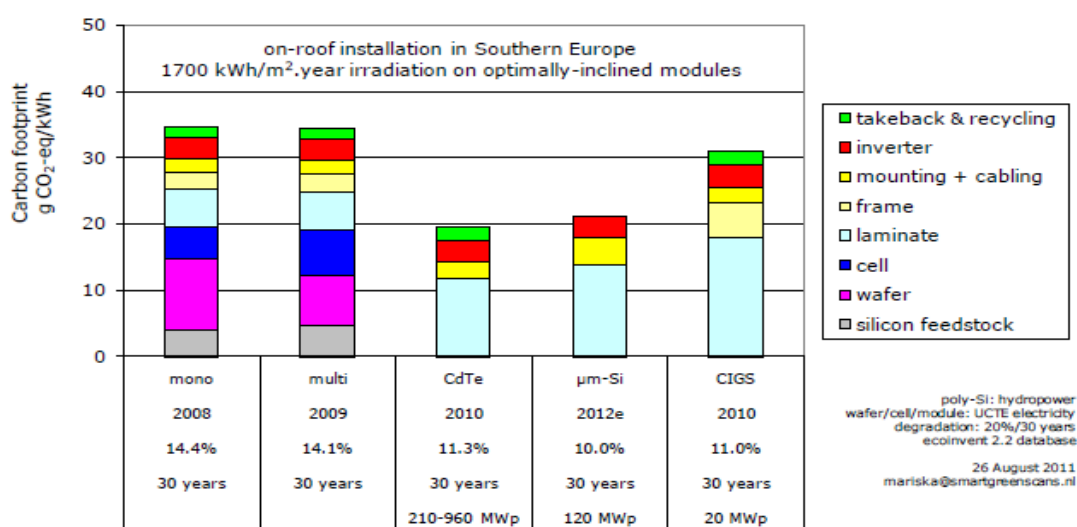


Abbildung 17: GHGE unterschiedlicher PV-Technologien, de Wild-Scholten (2011)

Die Anteile der einzelnen Produktionsschritte an den GHGE korrespondieren sehr schön mit den Anteilen an der EPBT (siehe Abbildung 12). Die Treibhausgasemissionen sind zwischen 19 und 34 g CO₂-eq/kWh.

Die Ergebnisse der einzelnen Fallunterscheidungen zeigt Abbildung 18.

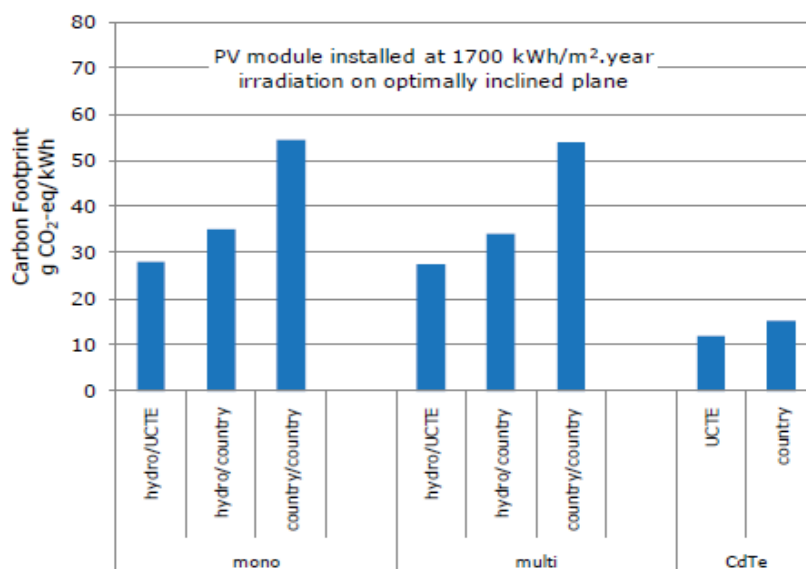


Abbildung 18: Ergebnisse der einzelnen Fallunterscheidungen, de Wild-Scholten (2011)

Bei der kristallinen Technologie steigen die Emissionen von a) auf c) um fast das Doppelte, von 28 g CO₂-eq/kWh auf 55 g CO₂-eq/kWh. Die CdTe-Technologie ist bezogen auf den Herstellungsprozess nicht so energieintensiv wie die kristalline, deshalb bewirkt der Wechsel der zugrundeliegenden Energiemixe keine signifikanten Änderungen der GHGE.

De Wild-Scholten (2011) vergleicht zusätzlich noch unterschiedliche Elektrizität generierende Technologien: Kohle-, Wasser- und Nuklearkraft [Ecoinvent 2.2] mit multikristalliner PV-Technologie. Für die Kohle werden detailliertere Betrachtungen vorgenommen: Einblaskohle, Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung und carbon capture [Viebahn et al., 2008; zitiert in de Wild-Scholten, 2011]. Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse.

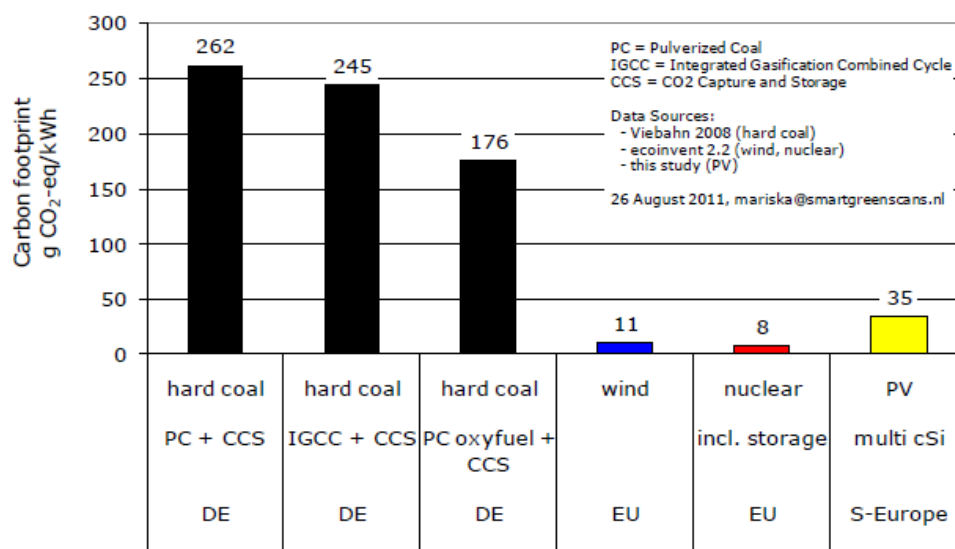


Abbildung 19: CO₂-Fußabdruck für unterschiedliche Elektrizitätserzeugende Technologien, de Wild-Scholten (2011)

Elektrizität aus Kohlekraftwerken hat mindestens 5 Mal so viele Treibhausgasemissionen wie multikristalline Si-PV-Technologie. Am wenigsten hat die Nuklearenergie, bei dieser ist auch schon die Behandlung des radioaktiven Abfalls berücksichtigt. Auch bei der Windenergie ist der CO₂-Fußabdruck mit 11 g CO₂-eq/kWh relativ gering. Die erneuerbaren Technologien haben aber gegenüber der Nuklearenergie den Vorteil, dass keine radioaktiven Schadstoffe für nachfolgende Generationen anfallen.

Die Berechnung der GHGE einer 2 MW Solaranlage in Hokuto, Japan wurde durch Masakazu et al., (2009) durchgeführt. In Tabelle 12⁹ werden die dafür gesammelten Daten dargestellt. Die Sonneneinstrahlung beträgt 1725 kWh/m²/yr, die Lebensdauer wurde mit 30 Jahren beziffert und eine Degradationserscheinung von 0,5%/Jahr angenommen.

Für die sc-Si-Technologie ergeben sich GHGE von 61 g CO₂-eq/kWh, für a-Si/sc-Si 49 g CO₂-eq/kWh, für mc-Si 47 g CO₂-eq/kWh, für a-Si 56 g CO₂-eq/kWh, für µc-Si/a-Si 48 g CO₂-eq/kWh und für die CIS-Technologie 47 g CO₂-eq/kWh [Masakazu et al., 2009].

Bei der aktualisierten Studie von Masakazu et al., (2011) ergeben sich Treibhausgasemissionen von 31-67 g CO₂-eq/kWh. Die besten Ergebnisse erzielen, wie schon bei der EPBT, die CIS-Technologie und multikristalline Si-Anlagen. Relativ starke Emissionen gibt es bei der energieintensiven sc-Si-Technologie.

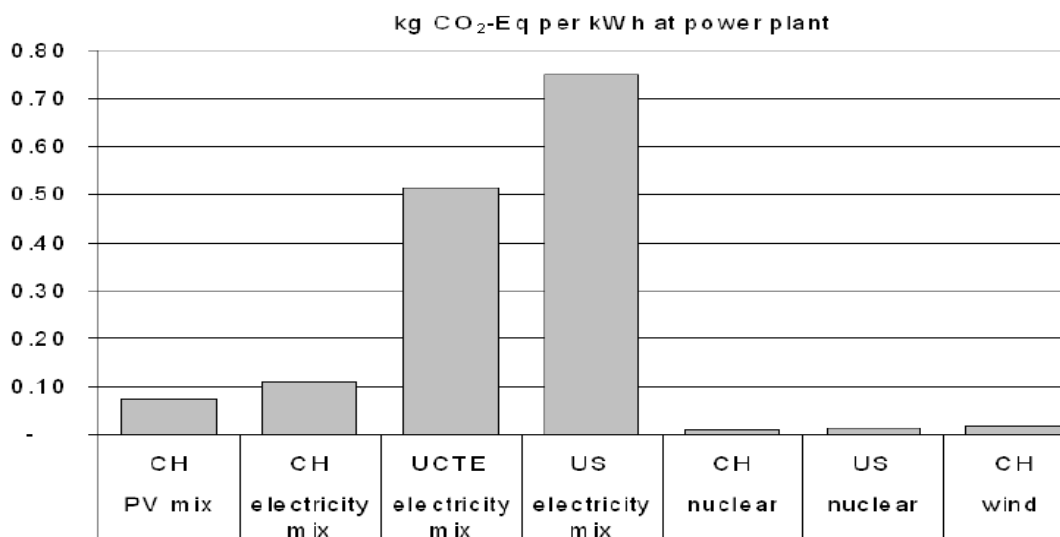
⁹ Bemerkung: siehe Kapitel 4.1 Energiebilanzen, EPBT und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien

Den mit Abstand größten Anteil an den Emissionen trägt die PV-Modulproduktion bei. Auch das Fundament und die Befestigung der Anlage tragen beträchtliche Mengen bei. Dafür wird viel Stahl benötigt. Die Autoren weisen darauf hin, dass die Emissionen dennoch deutlich unter denen von fossiler Energiegewinnung liegen.

Jungbluth et al., (2008) verglichen in ihrer Arbeit die Treibhausgasemissionen von PV-Technologie mit anderen Typen von Kraftwerken. Die GHGE für den durchschnittlichen Schweizer PV-Mix betragen 73 g CO₂-eq/kWh¹⁰.

Diese Menge an Emissionen liegt knapp unter dem durchschnittlichen Schweizer Elektrizitätsmix von ca. 100 g CO₂-eq/kWh. Deutlich höher sind die Emissionen für den durchschnittlichen UCTE Mix mit ca. 500 g CO₂-eq/kWh oder für den durchschnittlichen US-Amerikanischen Elektrizitätsmix von ca. 750 g CO₂-eq/kWh. Die wenigsten Emissionen gibt es bei der erneuerbaren Energiequelle Windkraft und bei der Nuklearenergie. Eine genauere Auflistung ist in Tabelle 19.

Tabelle 19: Vergleich der Treibhausgasemissionen des durchschnittlichen Schweizer PV-Mixes mit anderen elektrizitätserzeugenden Technologien, Jungbluth et al., 2008



In Tabelle 19 ist der größere Treibhausgasemissionsfaktor des US Amerikanischen Netzmixes gegenüber dem UCTE Netzmix klar ersichtlich.

Hondo (2005) vergleicht in einer Studie die Lebenszyklus GHGE von neun unterschiedlichen energieerzeugenden Technologien: Kohle (coal fired), Öl (oil fired), Flüssigerdgas (LNG fired, liquefied natural gas), Flüssigerdgas-Kombikraftwerk (LNG-combined cycle), Nuklear, Wind, Geothermie, Wasserkraft und PV. Die dafür gesammelten Daten repräsentieren den Japanischen Status zum Zeitpunkt der Studie.

Die Menge an emittierten Treibhausgasen, der sogenannte Life Cycle GHG Emissionsfaktor LCE, die anfallen um 1 kWh Elektrizität zu generieren wurde wie folgt berechnet.

$$LCE = \frac{\sum_i GWP_i * (E_{f_i} + E_{c_i} + E_{o_i} + E_{d_i})}{Q} \quad [\text{Hondo, 2005}]$$

E_f...direkte Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe im Kraftwerk

¹⁰ Anmerkung: Eine Auflistung der installierten Technologien befindet sich in Tabelle 5 im Kapitel 4.1 Energiebilanzen, EPBT und Lebensdauer bei unterschiedlichen PV-Technologien

E_c...Emissionen die mit der Konstruktion der Kraftwerke in Verbindung gebracht werden

E_o...Emissionen bei Operation und Wartung der Kraftwerke

E_d...Emissionen die beim Rückbau der Kraftwerke anfallen

Q...Nettoertrag an Elektrizität während der Lebensdauer

GWP...Global Warming Potential

E_c, E_o und E_d sind indirekte Emissionen. Der Index i beschreibt die Art des Treibhausgases: CO₂ oder CH₄. Das Methan wurde mit dem Global Warming Potential Faktor 21 in CO₂-eq umgewandelt. Hier liegt ein Unterschied zu den Angaben von Forster et al., (2007), der diesen Umrechnungsfaktor mit 25 angegeben hat.

Tabelle 20 zeigt die Ergebnisse der Studie von Hondo (2005).

Tabelle 20: LCE für unterschiedliche elektrizitätserzeugende Technologien, Hondo (2005)

Technologie	LCE [g CO ₂ -eq/kWh]	Anmerkung
Kohle	975,2	Über 90% kommen von der Verbrennung der Rohstoffe,
Öl	742,1	
Flüssigerdgas	607,6	
Flüssigerdgas-Kombikraftwerk	518,8	ca. 80% der Emissionen stammen aus dem Verbrennen Die relativen, indirekten Emissionen sind höher als bei den oben genannten Technologien
Nuklear	24,2	Siedewasserreaktor, größte Anteil bei der Anreicherung
Mit Recycling	22,2	Uran bzw. Plutonium wird aus verbrauchten Brennstäben gewonnen, dadurch sinkt der GHG Ausstoß
Geothermie	15	Graben der Brunnen bzw. Fertigung der Wärmetauscher Röhre tragen am meisten bei
Wind	29,5	Für eine 300 kW Anlage
	20,3	Für eine 400kW Anlage, vor allem deswegen, weil die pro kWh benötigte Menge an Materialien für beide Anlagen ungefähr gleich war.
Wasserkraft	11,3	Konstruktion des Kraftwerks macht über 80% der Treibhausgase aus
3 kW PV-Hausdachanlagen	53,4	SoG poly-Si, Systemwirkungsgrad 10%, jährliche Produktionsrate 10 MW/yr
	43,9	Wie oben, aber jährliche Produktionsrate von 1GW/yr
	26	SoG amorphes Si, Systemwirkungsgrad 8,6%, jährliche Produktionsrate 1GW/yr

Bei der PV trägt beim 1. Fall die PV-Paneelenproduktion 28,3 g CO₂-eq/kWh bei. Eine Vergrößerung der Zellenproduktion um eine Faktor 100 verringert die diesbezüglichen Emissionen. Für den Fall 2 liefert die Zellenproduktion nur mehr 21,0 g CO₂-eq/kWh an

GHGE. Am geringsten fallen die Emissionen für den Fall aus, dass amorphes Si verwendet wird, weil bei diesem Zelltyp deutlich weniger Si benötigt wird als bei der polykristallinen Zelle.

Tabelle 20 zeigt die großen Unterschiede beim Life Cycle GHG Emissions-Faktor zwischen fossiler Stromerzeugung und erneuerbarer bzw. nuklearer Stromerzeugung. Die wenigsten Emissionen gibt es, so wie schon in anderen Studien gezeigt wurde, bei der Wasserkraft.

Ein anderes Treibhausgas stellt Stickstofftrifluorid (NF₃) dar. Dieses Gas kommt häufig zur Reinigung von Halbleiterrückständen (bei der Solar-Technologie zum Beispiel Si) in den Chemical-Vapour-Deposition (chemische Gasabscheidung) Kammern zum Einsatz (Fthenakis et al., 2009). Früher hatte man dazu sehr schädliche Stoffe wie Fluorkohlenwasserstoffe oder Schwefelhexafluorid SF₆ verwendet.

Eine Studie von Weiss et al., (2008) [zitiert in Fthenakis et al., (2009)] belegt einen Anstieg der NF₃ Konzentration in der Atmosphäre um 11% während der letzten Dekade.

Fthenakis et al., (2009) zeigen, dass auf Grund einer Verbesserung bei der Produktion von NF₃, bei der Herstellung des Gases wird nicht mehr so viel in die Atmosphäre freigesetzt, der Emissionsfaktor bezogen auf die jährliche Produktion in den vergangenen Jahren (2000-2007) deutlich gesunken ist. Der Emissionsfaktor, der basierend auf zwei der größten NF₃-Produzenten, die zusammen rund 40% der weltweiten Produktion repräsentieren, von Fthenakis et al., (2009) berechnet wurde, beträgt 2-2,5%.

4.2.2 Ergebnisse der Interviews zu den Treibhausgasbilanzen

Die folgenden Ausführungen fassen die Erkenntnisse aus den Experteninterviews zusammen.

Beim CO₂-Ausstoß steigt die PV besser aus wie andere Arten der Stromerzeugung, weil einmal in Betrieb keine Treibhausgase mehr anfallen. Dieses Argument wird von allen Experten geteilt.

Beim Kohlekraftwerk beispielsweise findet ständig Verbrennung statt, bemerkt P1, und dies verursacht GHGE. Bei der PV fallen diese nur beim Energiebedarf in der Produktion an.

Die Treibhausgasbilanzen hängen sehr stark mit den Energiebilanzen zusammen, wird von allen Experten berichtet.

P1 erwähnt einen Plasmaprozess bei dem für die Texturierung (Oberflächenbehandlung) SF₆ eingesetzt wird. SF₆ besitzt einen Treibhausgasfaktor zum CO₂ von 20000. Dieser Prozess wird sich, nach Expertise von P1, aber nicht durchsetzen.

Für die Treibhausgas- und CO₂-Bilanzen ist die graue Energie, die für die Herstellung der Zellen und Module benötigt wird, von Bedeutung, berichtet P2. Wenn fossile Energie bei dieser dabei ist, gibt es treibhausgasbedingte Belastungen. Wenn diese graue Energie selbst wieder durch PV generiert werden kann, reduzieren sich die Emissionen. P2 geht derzeit aber von einem gesamtwirtschaftlichen System aus. Wenn ein Verbraucher erneuerbaren Strom verwendet muss ein anderer dafür mehr Kohle verwenden

und umgekehrt. Die Entscheidung grünen Strom oder nicht grünen Strom zu verwenden, trägt unmittelbar nicht wirklich verändernd zur Gesamtsituation bei.

Für P4 stellt die graue Energie in Zukunft kein Problem dar, da diese zukünftig auch mittels PV generiert wird, so gesehen schließt sich der energetische Kreis.

Ein Vorteil der PV ist, dass es in fester Masse gebunden ist und daher die Luftschädlichkeit gering ist. Im Gegensatz zur Verbrennung von fossilen Rohstoffen, da ist bekannt, dass es schlecht für die Umwelt ist, meint P3.

Bei der Reduktion von Siliziumdioxid, dem Quarzsand, wird zwangsläufig CO₂ produziert, weil dahinter eine chemische Reaktion steckt, berichtet P5. Technisch scheinen die Produktionsanlagen für PV-Technologie, abgesehen von der CO₂-Emission, doch recht sauber zu arbeiten, findet dieser Experte.

P7 meint, dass die Treibhausgasbilanzen immer auch eine Frage der Energieeffizienz in der Produktion widerspiegeln. Wichtig ist die Frage welcher Energiemix zur Produktion der Zelle zu Grunde liegt. Wird zum Beispiel eine CdTe-Zellenproduktion in Kanada, wo 100% der Energie aus Wasserkraft kommt, mit einem Produktionsstandort in Tschechien, wo Kohlekraftwerke die benötigte Energie liefern, verglichen, schauen die Bilanzen natürlich sehr unterschiedlich aus.

Bei dieser Thematik sollte darauf geachtet werden, ob die GHGE mit der Zelle zusammenhängen oder resultieren diese aus der lokalen, örtlichen Region wo das produzierende Unternehmen positioniert ist.

Treibhausgasbilanzen sind ein sehr kritisches Thema, ist P8 überzeugt. Da gibt es verschiedene Ansatzweisen für die Berechnung, und je nachdem ergeben sich beim Lesen verschiedenster Studien alle möglichen Zahlen. Das kommt darauf an welche Arten von grauer oder versteckter Energie berücksichtigt werden. Welche Arten von Betriebskosten oder Rückbaukosten beachtet werden. Inwieweit zur Gesamtenergiebilanz gegangen wird. P8 favorisiert eine andere Herangehensweise: Wie viele kW werden zur Herstellung benötigt? Diese Energie muss mit Diesel oder Kohle bereitgestellt werden, und dann liefert die fertige Solarzelle rund fünf Mal die Energie in ihrer Lebenszeit. Das ist eine positive Bilanz und dabei wird keine Berechnung von CO₂ Äquivalenten benötigt.

Ein rein fossiles Gaskraftwerk liefert nie seine CO₂-Bilanz zurück, sondern hier wird nur CO₂ produziert.

P4 findet, dass es für die Bestimmung von Treibhausgasbilanzen weltweit einheitliche Berechnungsmodelle brauchen würde. Ansonsten ergeben sich beliebig unterschiedliche Zahlen, je nachdem was alles berücksichtigt wurde. Von Zertifikatskosten von 50 Euro pro Tonne CO₂ bis irgendwelche, nach Meinung von P4, absurden Berechnungen von 1000 Euro oder mehr.

Bei der Kernenergie gibt es Berechnungsmethoden bei denen sehr gute Werte herauskommen. Dabei wird aber dann die ganze graue Energie nicht beachtet, die zur Aufbereitung des Urans verbraucht wird, oder es werden der Rückbau oder andere Umweltbelastungen nicht berücksichtigt. Ein Hauptargument für Kernenergie lautet, dass bei der Stromproduktion kein CO₂ anfällt. Dass das Uran mit fossilen Brennstoffen sehr aufwendig aufbereiten werden muss, und der Urangehalt in den nächsten Jahren unter den kritischen Wert fällt, wo dann Uran sogar teurer als Gas wird, das wird in den Stromentstehungskosten ein bisschen verschwiegen, meint P8.

4.2.3 Synthese über Treibhausgas- bzw. CO₂ Bilanzen unterschiedlicher PV Technologien

Die in den vorangegangenen zwei Kapiteln ausgeführten Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- Im Unterschied zu fossiler Energiegewinnung fallen Treibhausgase bei der PV nur während der Produktion der Zellen und Module an.
- Es existieren viele unterschiedliche Berechnungsmethoden und dementsprechend auch stark abweichende Werte bei den CO₂-Emissionen.
- Eine einfache Darstellung der Bilanzen stellt die Tatsache dar, dass eine PV-Anlage ca. fünf Mal mehr Energie, als zu ihrer Herstellung verbraucht wurde, in ihrer Lebenszeit lukriert.
- Grundsätzlich steigt PV auch bei diesen Treibhausgasbilanzen besser aus als konventionelle Energiebereitstellungsarten.
- PV ist bezüglich GHGE mit anderen erneuerbaren energieerzeugenden Technologien wie Wasserkraft und Windkraft aber auch mit Nuklearenergie vergleichbar.
- Der GHG Emissions-Faktor variiert je nach Technologie und Installationsort zwischen ca.10 bis 180 g CO₂-eq/kWh.
- Die CdTe-, CIGS- und auch die a-Si-Technologie steigen bei den präsentierten Studien am besten aus.
- Auf Grund des großen herstellungsbedingten Energiebedarfs von sc-Si, fallen bei dieser Technologie relativ viele GHGE an.
- Einige der CPV Anlagen produzieren wenig Treibhausgase.
- Die Emissionen hängen meist stark davon ab wo produziert wird, d.h. vom Energiemix der zur Herstellung der Anlagen verwendet wird.
- Bei der Energiegewinnung aus fossilen Rohstoffen wie Kohle, Gas oder Öl fallen wesentlich mehr Treibhausgasemissionen an. Bei unterschiedlichen Berechnungen kommen Wissenschaftlerinnen auf bis zu 1000 g CO₂-eq/kWh.
- Mit Verbesserungen bei der Produktion, Erhöhung des Wirkungsgrades und anderen technologischen Fortschritten werden die durch die PV bedingten GHGE weiter reduziert werden können.

Die Treibhausgasemissionen die bei der Photovoltaik anfallen sind im Vergleich zu herkömmlichen auf fossiler Verbrennung basierenden Technologien fast vernachlässigbar. Diese Emissionen werden noch einmal deutlich reduziert werden, wenn das Konzept des PV-Breeder angewendet wird.

4.3 Ökotoxizität bzw. Schadstoffemissionen bei unterschiedlichen PV-Technologien

Im folgenden Kapitel werden andere ökologische Auswirkungen der PV, wie zum Beispiel Schwermetall-(Arsen, Cadmium, Chrom, Blei, Quecksilber und Nickel), NO_x-, SO_x-, Feinstaub- oder Cd-Emissionen anhand ausführlicher Literaturrecherche und anhand qualitativer Experteninterviews ausgearbeitet.

Dabei muss grundsätzlich zwischen direkten, die beim Betrieb anfallen, und indirekten, auf Grund von Energieverbrauch, Emissionen unterschieden werden.

Die Emissionen dieser sogenannten criteria pollutants während des Lebenszyklus einer PV-Anlage sind ungefähr proportional zur Menge an verbrannten, fossilen Rohstoffen während der Fertigung und Materialverarbeitung. Demzufolge sind die Emissionsprofile der Schadstoffe denen der GHGE nicht unähnlich [Fthenakis et al., 2011a].

Ein Vergleich der Umwelttoxizität mit anderen energieerzeugenden Technologien wird dargestellt.

4.3.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zur Ökotoxizität bzw. zu den Schadstoffemissionen bei unterschiedlichen PV-Technologien

Fthenakis et al., (2007) führten eine Studie¹¹ zu den PV Life Cycle Emissionen durch. Es wurden drei kristalline Si-Technologien (multi, mono und ribbon) und die CdTe-Technologie untersucht. Die Berechnungen erfolgten mit der Annahme einer Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, bodeninstallierte Anwendung mit einer PR von 0,8 und 30 Jahre Lebensdauer. Die Auswertung wurde für drei verschiedenen Datensätze erhoben:

- Fall 1: derzeitige Elektrizitätsmix für Si-Produktion im Rahmen des CrystalClear Projektes und Ecoinvent Datenbank.
- Fall 2: UCTE Netzmix und Ecoinvent Datenbank
- Fall 3: US Netzmix und Franklin Datenbank

Die NO_x und SO_x Emissionen [mg/kWh] werden in Abbildung 20¹² bzw. Abbildung 21¹³ dargestellt.

¹¹ Anmerkung: Im Kapitel 4.2 Treibhausgas (GHG)- bzw. CO₂-Bilanzen für unterschiedliche PV-Technologien wurde die Methode der Datensammlung u.a. schon beschrieben.

¹² Anmerkung: Die Legende für Abbildung 20 bzw. 21 befindet sich in Abbildung 13.

¹³ Anmerkung: Die Legende für Abbildung 20 bzw. 21 befindet sich in Abbildung 13.

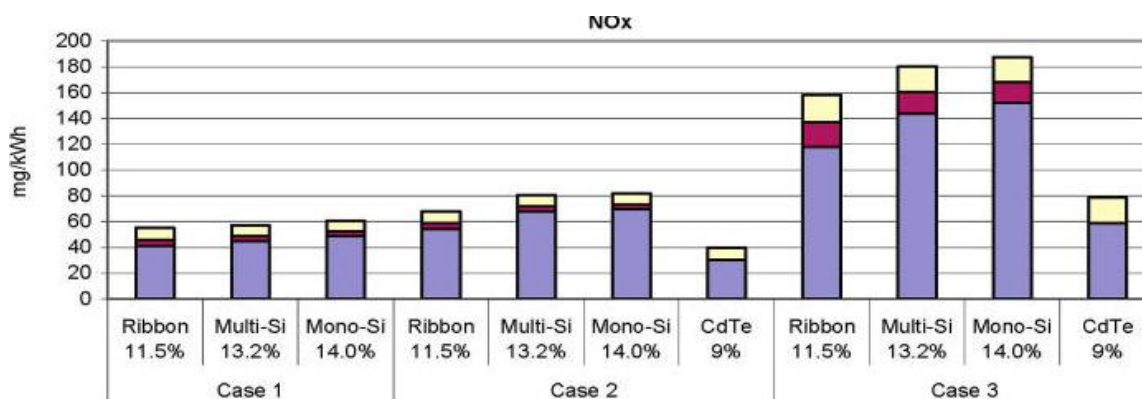


Abbildung 20: NO_x-Emissionen [mg/kWh] während eines Lebenszyklus für unterschiedliche PV-Technologien, Fthenakis et al., (2007)

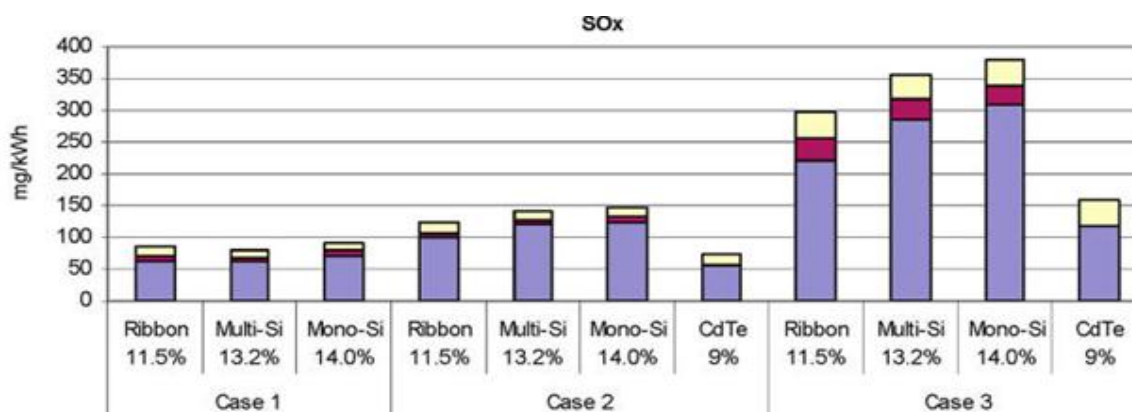


Abbildung 21: SO_x-Emissionen [mg/kWh] während eines Lebenszyklus für unterschiedliche PV-Technologien, Fthenakis et al., (2007)

Bei der CdTe-Technologie wurde der Rahmen nicht berücksichtigt. In beiden Abbildungen ist der Unterschied der zugrundeliegenden Energiemixe gut erkennbar. Der Fall 1 mit einem hohen Anteil an Wasserkraft liefert die wenigsten Schadstoffemissionen. Der UCTE Mix hat schon etwas mehr an schädlichen Emissionen und die meisten gibt es für Fall 3. Der US Mix ist der am wenigsten reine von den betrachteten Fällen. Eine Erklärung für die großen Abweichungen liefert sicher auch die Verwendung von unterschiedlichen Datenbanken. Hier gibt es große Abweichungen bei den Emissionsfaktoren.

Die CdTe-Technologie hat um die Hälfte weniger NO_x- bzw. SO_x-Emissionen als die monokristalline Si-Technologie. Dort wo viel Energie zur Herstellung benötigt wird, sind auch die Emissionen dementsprechend größer.

Eine neuere Studie von Fthenakis et al., (2011a) behandelt ebenfalls die NO_x- bzw. SO_x-Emissionen [mg/kWh] von unterschiedlichen PV-Technologien: Multi-Si, Mono-Si und CdTe. Der zugrundeliegende Energiemix ist für alle Systeme der ENTSO-E Mix (Nachfolgeorganisation der UCTE).

Die Berechnungen beziehen sich auf eine Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, eine Dachinstallation mit einer PR von 0,75 und einer Lebensdauer von 30 Jahren. Die Ergebnisse sind in nachfolgenden Abbildungen 22 und 23 dargestellt.

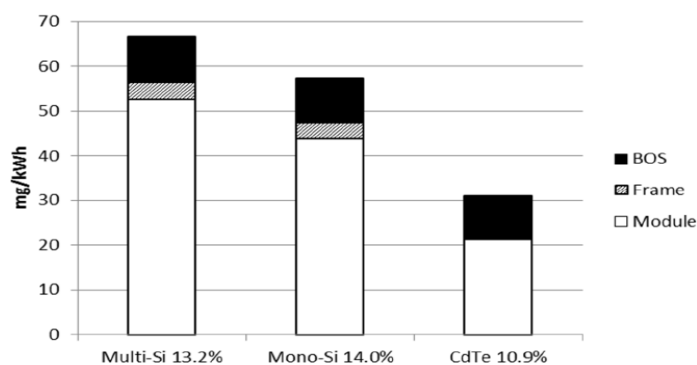


Abbildung 22: Lebenszyklus-NO_x-Emissionen [mg/kWh] unterschiedlicher PV-Technologien, Fthenakis et al., (2011a)

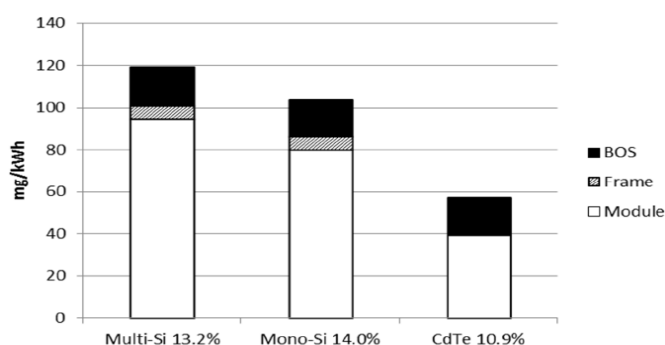


Abbildung 23: Lebenszyklus-SO_x-Emissionen [mg/kWh] unterschiedlicher PV-Technologien, Fthenakis et al., (2011a)

Im Unterschied zu Abbildung 20 und 21 gibt es einen Anstieg des Wirkungsgrades bei der CdTe-Technologie von über 20%. Bei diesem Anlagentyp wurde der Rahmen wieder nicht mit berücksichtigt. Das η der kristallinen Technologien ist gegenüber der vorangegangenen Studie unverändert. Ein Vergleich mit Fall 2, aus der Studie von Fthenakis et al., (2007), zeigt, dass es zu einer Reduktion der Schadstoffemissionen gekommen ist.

Die NO_x-Emissionen sind für die monokristalline Si-, multikristalline Si- und CdTe-Technologie um 20, 15 bzw. 25% gesunken. Die SO_x-Emissionen haben um 30, 18 bzw. 20% abgenommen.

Das lässt sich anhand besserer und saubererer Produktionsbedingungen erklären. Interessant ist, dass bei der neuen Studie die multikristalline Technologie am meisten Schadstoffe emittiert. Ein Unterschied zu den Abbildungen 20 bzw. 21 liegt auch in der Art der Installation und in der PR.

Des Weiteren wurden in beiden oben zitierten Studien die Schwermetallemissionen evaluiert.

Bei der kristallinen Technologie kommt es nur zu indirekten Emissionen. Bei der CdTe-Technologie tritt zusätzlich noch die direkte Emission von Cd auf (Fthenakis et al., 2007). Deshalb wurde dieses Element bei beiden Studien genauer untersucht.

Fthenakis (2004) [zitiert in Fthenakis et al., 2007] fasste die direkten Cd-Emissionen, die während des Lebenszyklus eines CdTe-Modules anfallen, zusammen. Der Autor ging dabei von folgenden Annahmen aus: durchschnittliche US-Sonneneinstrahlung von 1800 kWh/m²/yr, Wirkungsgrad 9% und 30 Jahre Anlagenlebensdauer.

Die totalen direkten Cd-Emissionen während des Abbaus, des Schmelzens und der Reinigung (99,999% Reinheit für die Verwendung in der PV) bzw. Synthese von CdTe betragen 0,015 g pro produzierter GWh Elektrizität. Die Emissionen bei der Modulproduktion belaufen sich auf 0,004g/GWh. Emissionen, die zum Beispiel durch ein Feuer auftreten können, sind nach Fthenakis (2004) [zitiert in Fthenakis et al., 2007] vernachlässigbar. Zusammen ergeben sich 0,02 g/GWh direkte Cd-Emissionen.

Neben den direkten Emissionen tragen die indirekten Emissionen einen wesentlich größeren Beitrag zur Gesamt-Cd-Emission bei. Die indirekten Emissionen gründen auf der zur Herstellung der Anlagen (Module bzw. BOS Komponenten) benötigten Energie bzw. Elektrizität (UCTE Netzmix). Deswegen wurden die indirekten Cd-Emissionen auch für die kristalline PV-Technologie von Fthenakis et al., (2007) evaluiert.

Indirekte Cd-Emissionen gründen auf der Verwendung von Erdgas, Schweröl oder Kohle für die Bereitstellung von Energie, von Transporten oder auch zur Kühlung möglicher Fabrikhallen. Die dominierenden Quellen solcher Emissionen liegen bei der Verwendung von Kohle zur Stahlerzeugung und bei der Verwendung von Erdgas zur Glasherstellung.

Bei der Berechnung der kompletten Lebenszyklus-Cd-Emissionen bei den unterschiedlichen PV-Technologien wurde von Fthenakis et al., (2007) die zuvor gewonnenen Ergebnisse addiert.

Die Berechnungen sind zusammen mit den Cd-Emissionen für andere Energieträger in Abbildung 24 dargestellt. Bei der PV-Technologie wurde eine Bodeninstallation mit einer PR von 0,8, eine Lebensdauer von 30 Jahren und eine Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr angenommen.

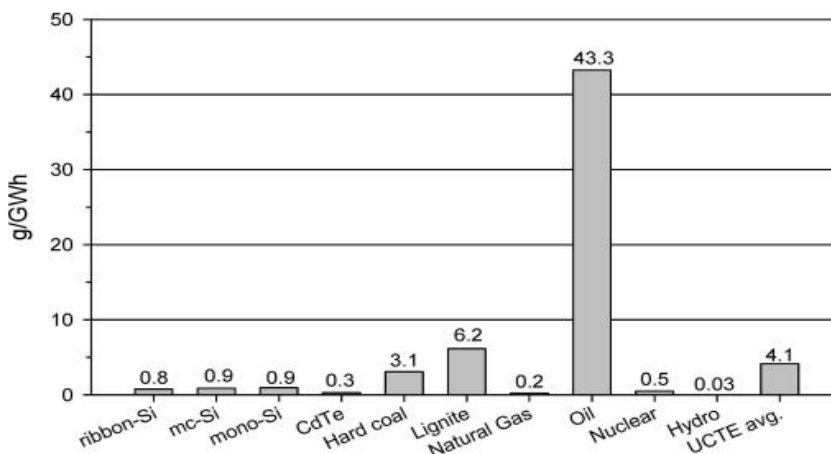


Abbildung 24: Lebenszyklus-Cd-Emissionen, Vergleich unterschiedlicher energieerzeugender Technologien, Fthenakis et al., (2007)¹⁴

Die Cd-Emissionen [g/GWh] bei der Verwendung von Öl sind mit Abstand am größten. Sämtliche PV-Technologien liegen deutlich unter den Emissionen des durchschnittlichen UCTE Netzmixes. Die Wasserkraft hat wieder die geringsten negativen ökologischen Auswirkungen. Unter den PV-Technologien gibt es bei der CdTe-Technologie ironischer Weise die geringsten Cd-Emissionen. Die Nuklearenergie liegt mit 0,5 g/GWh unter den kristallinen PV-Technologie. Die Cadmium Emissionen beim Erdgas stammen aus der Herstellung der für die Nutzung dieses Rohstoffes benötigten Dampfkessel, nicht aus der Verbrennung des Gases (Fthenakis et al., 2007).

¹⁴ Bemerkung: Lignite...Schieferkohle, hard coal...Steinkohle

Fthenakis et al., (2011a) aktualisierten die Studie aus 2007. Einige Ergänzungen werden an dieser Stelle angeführt.

Auch in dieser Arbeit wurden zuerst die direkten bzw. indirekten Cd-Emissionen bei der PV betrachtet.

Cd ist ein Beiprodukt der Zink- und Bleiproduktion. Die Wissenschaftlerinnen errechneten ebenfalls Emissionen von 0,02 g pro unter südeuropäischen Bedingungen produzierter GWh Elektrizität. Cadmium-Emissionen während des Betriebes wurden auch hier als vernachlässigbar angesehen. Bei einer Studie, in der ein Anlagenbrand simuliert wurde, kamen die Wissenschaftlerinnen von Brookhaven National Laboratory zum Ergebnis, dass das Cd gut eingekapselt ist und nur ein kleiner Anteil von 0,4-0,6% freigesetzt wird [Fthenakis et al., (2005), zitiert in Fthenakis et al., 2011a].

Die Berechnung der indirekten Cd-Emissionen führten Fthenakis et al., (2011a) ebenfalls für die mono- und multikristalline Si- und für die CdTe-Technologie durch.

Die Daten für die Cd-Emissionen bei fossiler Verbrennung stammen aus Electric Power Research Institute EPRI (2002). Für den US-Amerikanischen Fall werden, unter optimalen Betriebsbedingungen, bei der Verbrennung von Kohle zur Stromgewinnung 2-7 g Cd/GWh emittiert. Zusätzlich sammeln sich 140 g Cd/GWh als feiner Staub im Dampfkessel, Filter (Baghouse) und Rauchgasfilter an. Außerdem emittiert ein durchschnittliches US-Kohlekraftwerk pro GWh ca. 1000 t CO₂, 8 t SO₂, 3 t NO_x und 0,4 t an Feinstaub. Die Cd-Emissionen bei der Verbrennung von Schweröl sind um ca. 12-14 Mal höher als bei der Kohlekraft, weil diese keine Systeme zum Abscheiden von Partikel integriert haben [Daten aus Fthenakis et al., 2011a].

Die Autoren Fthenakis et al., (2011a) berechneten die Cd-Emissionen unter den Annahmen, dass der Strom, der für den Lebenszyklus der einzelnen PV-Technologien benötigt wird, durch ENTSO-E (vormals UCTE) bereitgestellt wird, die Sonneneinstrahlung 1700 kWh/m²/yr beträgt, eine Dachinstallation, eine PR von 0,8 und eine Lebensdauer von 30 Jahren vorliegt.

Die Ergebnisse für die Steinkohle, Schieferkohle, Erdgas, Öl, Nuklear, Hydro und durchschnittlichen UCTE Mix sind aus Fthenakis et al., (2007) [siehe Abbildung 24].

Veränderungen zur Berechnung von Fthenakis et al., (2007) gibt es nur bei der PV-Technologie. Die Cd-Emissionen bei der multi-Si-Technologie verringern sich auf 0,7 g Cd/GWh, bei der mono-Si-Technologie auf 0,6 g Cd/GWh und bei der CdTe-Technologie auf 0,2 g Cd/GWh. Der ökologische Vorteil der Nuklearenergie ist bei dieser neueren Studie geschrumpft. Die Emissionen bei der CdTe-Technologie sind nun mit denen bei Erdgas vergleichbar.

Anhand dieser Reduktion kann auf eine Verbesserung der Produktionsbedingungen geschlossen werden.

In den Studien von Fthenakis et al., (2007) und Fthenakis et al., (2011a) wurden neben den oben erwähnten ökologischen Auswirkungen auch die Schwermetallemissionen [g/GWh] für die kristalline Si- und die CdTe-Technologie evaluiert. Die dabei berücksichtigten Schwermetalle sind in beiden Studien: Arsen (As), das schon beschriebene Cadmium (Cd), Chrom (Cr), Blei (Pb), Quecksilber (Hg) und Nickel (Ni).

Bei diesen Emissionen handelt es sich wieder um indirekte, auf Grund des Einsatzes von fossiler Energie bei der Herstellung der einzelnen PV-Systemkomponenten.

Fthenakis et al., (2007) betrachteten vier verschiedene Fälle, bezogen auf den zugrundeliegenden Energiemix und auf die für die Berechnung der Emissionen verwendeten Datenbanken.

- Fall 1: Netzmix des CrystalClear Projektes, dieser besteht aus Gaskombikraftwerken und Wasserkraftwerken, und Ecoinvent Datenbank. Die von den Autoren verwendete Literatur stammt aus Alsema und de Wild-Scholten (2005).
- Fall 2: UCTE Netzmix und Ecoinvent Datenbank.
- Fall 3: Durchschnittlicher US-Netzmix und Franklin Datenbank
- Fall 4: dabei beziehen sich die Autorinnen auf eine Studie von Kim und Dale (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2007], die unter anderem Emissionsfaktoren (EF) für den US Amerikanische Netzmix berechnet haben. Dabei wurde die DEAM LCA Datenbank und das eGRID Modell der US Amerikanischen EPA (Environmental Protection Agency) verwendet.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 25 dargestellt. Folgende Annahmen wurden von den Autorinnen getätigt: Sonneneinstrahlung 1700 kWh/m²/yr, Bodeninstallation mit einer PR von 0,8 und 30 Jahre Lebensdauer.

Fthenakis et al., (2007) weisen darauf hin, dass es sehr große Unterschiede bei den Emissionsfaktoren (EF) der einzelnen Datenbanken gab, beim Fall 4 sind diese am größten angenommen. Bei Kim und Dale (2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2007] ist beispielsweise der Emissionsfaktor für Chrom fünf Mal größer als der EF bei der Ecoinvent Datenbank.

Daraus resultieren die signifikanten Unterschiede in Abbildung 25.

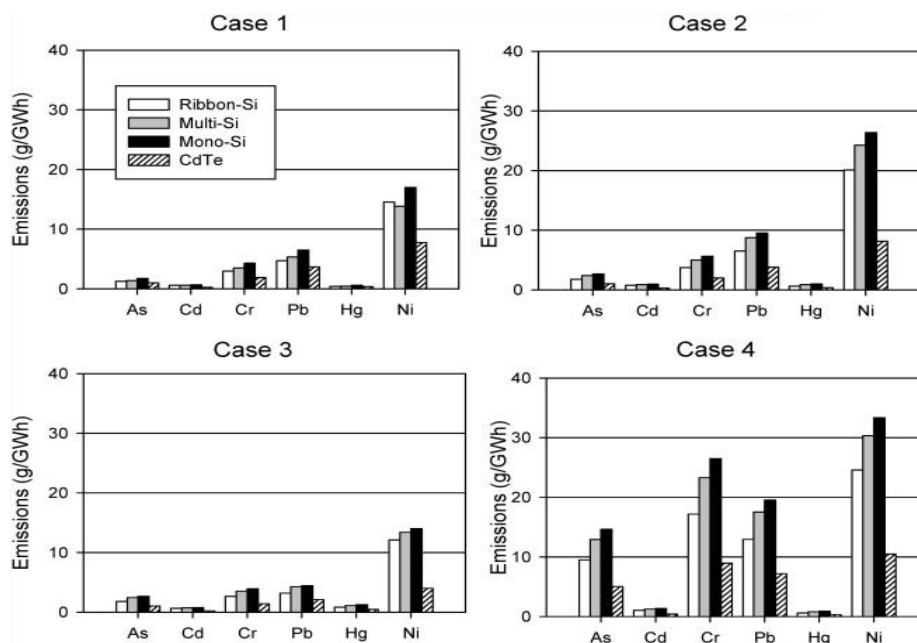


Abbildung 25: Lebenszyklus-Schwermetallemissionen für unterschiedliche PV-Systeme, Fthenakis et al., (2007)¹⁵

Im Fall 4 gibt es mit Abstand die meisten indirekten Schwermetallemissionen beim Lebenszyklus eines PV-Systems. Wobei für diese Untersuchung die EF von Kim und Dale

¹⁵ Bemerkung: Die Wirkungsgrade der einzelnen Technologien sind in Abbildung 20 oder 21 angegeben

(2005) [zitiert in Fthenakis et al., 2007] verwendet wurden und diese, wie schon erwähnt, deutlich über denen der anderen Fälle angenommen wurden.

Aus Abbildung 25 zeigt sich, dass die CdTe-Technologie die wenigsten Schwermetallemissionen aufweist. Die energieintensive monokristalline Si-Technologie weist bei allen Fallunterscheidungen die meisten Emissionen auf.

Im Gegensatz zu den GHG-, SO_x- und NO_x-Emissionen, diese waren beim Fall 3 größer als bei Fall 2, liegen die Schwermetallemissionen für den US Amerikanischen Netzmix unter denen des UCTE Netzmixes. Die Quecksilberemissionen sind für jede Fallunterscheidung annähernd gleich. Große Unterschiede gibt es bei den Chrom-, Arsen und Bleiemissionen.

Bei Fall 4 ist die große Diskrepanz bei den EF gut erkennbar.

Die direkten Schwermetallemissionen, mit Ausnahme von Cd, wurden in der Studie von Fthenakis et al., (2007) auf Grund großer Unsicherheiten nicht berücksichtigt.

Fthenakis et al., (2011a) führten ebenfalls eine Untersuchung der indirekten Schwermetallemissionen für unterschiedliche PV-Technologien durch. Die Autorinnen gingen dabei von einem zugrundeliegenden durchschnittlichen UCTE Netzmix aus. Die Annahmen waren eine Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m²/yr, Bodeninstallation mit einer PR von 0,8 und 30 Jahre Lebensdauer. Die Wirkungsgrade der einzelnen Technologien lauten: multi-Si 13,2%, mono-Si 14% und CdTe 10,9%.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 26 dargestellt.

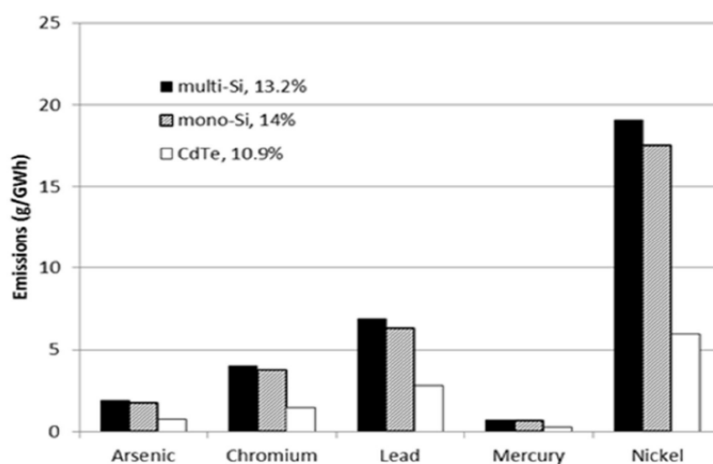


Abbildung 26: Lebenszyklus-Schwermetallemissionen unterschiedlicher PV-Technologien, Fthenakis et al., (2011a)

Ein Vergleich mit Fall 2 der Abbildung 25 zeigt eine Reduktion der Emissionen. Das resultiert aus den Verbesserungen in der Produktion im Laufe der Jahre. Die CdTe-Technologie erzeugt weniger als halb so viele Schwermetallemissionen wie die kristallinen PV-Technologien. Bei der Nickel Emission ist es sogar deutlich unter 50%. Dieser Anlagentyp emittiert am wenigsten Schadstoffe während ihres Lebenszyklus. Ein Nachteil ist aber der, im Vergleich mit monokristalliner Si-PV-Technologie, niedrige Wirkungsgrad.

Fthenakis et al., (2007) weisen in ihrer Studie auf das Konzept des PV-Breeder hin. Die in den oben erwähnten Studien aufgelisteten Emissionen stammen zum Großteil aus der Verwendung fossiler Rohstoffe zur Bereitstellung des herstellungsbedingten Ener-

giebedarfs. Das Konzept des PV-Breeder berücksichtigt, dass zukünftig ein wesentlich größerer Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Energiemix vorhanden sein wird.

Im Grenzfall wird sämtlicher Strombedarf zur Fertigung eines PV-Systems von einer PVA lukriert. Fthenakis et al., (2007) sind der Meinung, dass dadurch die GHGE für den Fall UCTE Netzmix um bis zu 50% reduziert werden könnten.

Eine ähnliche Untersuchung führte auch Alsema (2009) durch. Dieser Wissenschaftler untersuchte die Auswirkungen auf das Global Warming Potential (GWP), die Ozone Layer Depletion (ODP) [Ozonschichtabbau], die Photochemical Oxidation (PO) [Bildung von bodennahen Ozon durch NO_x, Sommersmog, photochemische Oxidation], Acidification (A) [Versäuerung] und Eutrophication (E) [Anreicherung von Nährstoffen in einem Ökosystem, Eutrophierung] für drei unterschiedliche Fälle.

- a. REC mit Norwegischem Netzmix, d.h. sämtliche Energie zur Produktion der multikristallinen PVA bzw. zur Herstellung des Si kommt aus der Wasserkraft.
- b. REC mit UCTE Mix, d.h. das Si wird in Norwegen hergestellt, sämtliche anderen Komponenten mittels UCTE Netzmix.
- c. Sämtliche Komponenten mittels UCTE Netzmix.

Alsema (2009) setzte den 3. Fall als Maßstab an. Die Verbesserungen durch den Wechsel der zugrundeliegenden Energiemixe kann dann in Prozent ausgedrückt werden. Das bedeutet beim GWP kommt es zum Beispiel bei einem Wechsel von c auf a zu einer Verbesserung von 55%. Das GWP von Fall a beträgt nur 45% des GWP von Fall c. Dieser Anteil wird in nachfolgender Tabelle 21 angegeben.

Tabelle 21: Vergleich der ökologischen Auswirkungen bei unterschiedlichen zugrundeliegenden Energiemixen, Alsema (2009)

Ökologischen Auswirkungen	Fall a	Fall b	Fall c
GWP	45	75	100
ODP	42	58	100
PO	60	88	100
A	58	95	100
E	72	92	100

Aus Tabelle 21 ist klar ersichtlich, dass der Fall a die geringsten ökologischen Auswirkungen aufweist. Auf Grund des hohen Anteils an Wasserkraft in Norwegen, und dieser Energieträger hat beinahe bei allen angeführten Abbildungen und Tabellen die geringsten ökologischen Auswirkungen (GHG, Cd-Emissionen, u.a.), liegt Fall a deutlich unter den anderen Fällen. Eine zusätzliche Erklärung für den großen Unterschied zwischen Fall a und Fall c liefert der Si-Verbrauch. Bei der REC Produktion wird weniger Si als bei der durchschnittlichen europäischen Produktion verwendet (8,6 vs. 9,8 g/Wp). Da Si ein sehr energieintensiver Rohstoff ist, wirkt sich dieser Unterschied stark bei den ökologischen Auswirkungen aus [Alsema, 2009].

Doka (2008) berechnete für sein Merkblatt „Energie- und Umweltbilanz der Solarenergie“ die Umweltbelastungen „Sommersmog“ und „Versäuerung“ von Stromerzeugung durch PVA und vergleicht diese mit dem Schweizer bzw. Europäischen Netzmix. Dabei wurde der gesamte Lebenszyklus einer 3 kWp dachintegrierten multikristallinen Si-PVA berücksichtigt.

Doka (2008) berechnete einen Ausstoß von sommersmogaktiven Substanzen (ausgedrückt in Ethanäquivalenten) von 18mg pro kWh erzeugter Elektrizität durch PV. Im Gegensatz dazu emittiert der UCTE Netzmix rund 114 mg/kWh und das durchschnittliche Schweizer Netz ca. 20 mg/kWh. Beim UCTE Mix gibt es demnach rund 6 Mal mehr schädliche Emissionen an sommersmogaktiven Substanzen als bei der PV-Technologie. Die PV und der Schweizer Netzmix steigen bei dieser Betrachtung in etwa gleich aus [Doka, 2008].

Der Ausstoß an Versäuerung verursachenden Substanzen (ausgedrückt in SO₂-Äquivalenten) liegt bei der PV bei 330 mg/kWh, beim UCTE Netzmix bei 2900 mg/kWh und beim durchschnittlichen Schweizer Netzmix bei 430 mg/kWh (Doka, 2008). Obwohl der Schweizer Netzmix schon relativ umweltschonend aufgestellt ist, liegt die PV bei den Emissionen noch eindeutig darunter. Der durchschnittliche UCTE Netzmix stößt rund 8,8 Mal mehr versauernde Substanzen aus als die PV [Doka, 2008].

Wenn bei der Betrachtung noch der Treibhauseffekt, Land- bzw. Ressourcenverbrauch und speziell für die Schweizer Nuklearenergie das Endlagerproblem der abgebrannten Brennstäbe mit berücksichtigt wird, steigt die PV wesentlich besser aus als der durchschnittliche Schweizer Netzmix. Ein Vergleich mit Abbildung 21 und 23 zeigt, dass bei Doka (2008) die SO_x Emissionen größer angenommen wurden als bei Fthenakis et al., (2007) bzw. (2011a). Ein Unterschied liegt beim Installationsort, dachintegriert bei Doka (2008) und bodeninstalliert bei den anderen Studien.

Kruck und Eltrop (2007) verglichen die Schadstoffemissionen der polykristallinen PV mit herkömmlichen Energieträgern wie Steinkohle oder Erdgas. Die Ergebnisse sind in Abbildung 27 dargestellt.

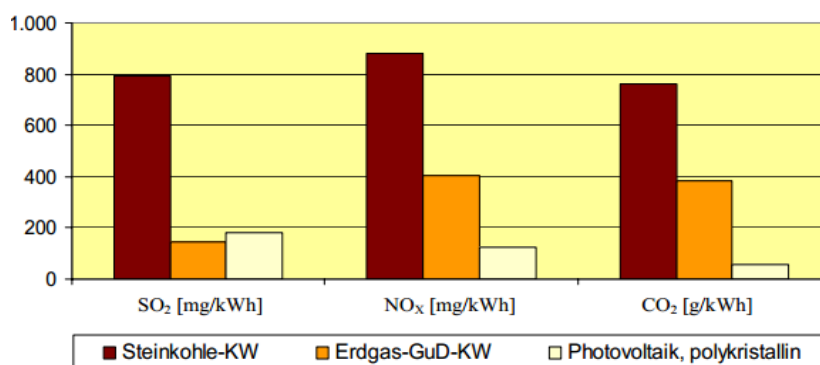


Abbildung 27: Vergleich von Schadstoffemissionen für unterschiedliche Energieträger, Kruck und Eltrop, 2007

Der Energieträger Steinkohle hat bei allen Schadstoffen mit Abstand die größten Emissionen gefolgt vom Energieträger Erdgas. Die PV liegt mit Ausnahme bei den SO₂-Emissionen immer deutlich unter einem Erdgas Gas und Dampf-Kraftwerk.

Diese Abbildung 27 zeigt sehr schön, dass die ökologischen Auswirkungen des erneuerbaren Energieträgers PV sehr gering sind.

Eine Umstellung und Verdrängung der konventionellen Energieträger zu Gunsten alternativer ist mit ökologischen Vorteilen verbunden.

4.3.2 Ergebnisse der Experteninterviews zur Ökotoxizität

Die folgenden Ausführungen fassen die Erkenntnisse aus den Experteninterviews zusammen.

Die PV-Technologie steigt bezüglich ihrer Ökotoxizität, und darin sind sich alle Experten einig, im Vergleich mit herkömmlichen Energiebereitstellungsarten, wie zum Beispiel das Verbrennen von fossilen Rohstoffen, wesentlich besser aus.

Grundsätzlich gibt es keinen Schadstoffausstoß wenn das Modul einmal montiert ist. Bei der Herstellung werden schon einige giftige Stoffe eingesetzt, bemerkt P1. Diese Gesprächsperson beschreibt anhand der einzelnen Produktionsschritte zur Herstellung einer PVA die dabei anfallenden Schadstoffemissionen und die dafür benötigten giftigen bzw. toxischen Stoffe.

Zuerst wird metallurgisches Si für die Stahlindustrie hergestellt, diese braucht wesentlich mehr Si als die PV. Dabei wird Quarzsand mit Kohle reduziert, die dabei anfallenden Emissionen sind nicht so genau bekannt, aber die sind auf jeden Fall vorhanden weil der große Teil des Si für die Stahlindustrie gebraucht wird.

Der Anteil für die PV wird über einen Chlorprozesses gereinigt. Zuerst wird Silan erzeugt, also reines Si. Dazu wird ausgehend von Siliziumtetrachlorid über Destillations- und Kondensationsverfahren sauberes Silan erzeugt. Dabei wird gasförmiges Chlor eingesetzt. Aber das sind, soweit es P1 beurteilen kann, abgeschlossene Prozesse, bei denen die verwendeten Materialien wieder recycelt werden. Obwohl bei der Silanherstellung toxische Substanzen eingesetzt werden, glaubt P1 nicht, dass dabei diese gefährlichen Stoffe in die Umwelt gelangen.

Der nächste Schritt ist der Siemensprozess. Da wird das Silan zerlegt und auf Stäbe abgeschieden, dabei werden, nach Meinung von P1, auch keine Schadstoffe freigesetzt. Durch das Zersägen dieser Stäbe entstehen die Wafer.

Bei der Wafer und Solarzellenherstellung werden gefährliche Substanzen wie zum Beispiel Flusssäure oder Salpetersäure benötigt und diese müssen dann fachgerecht entsorgt werden. Nun ist es aber so, dass die Zellen vor allem in China produziert werden und dort wird nicht so sehr auf die Umwelt geachtet. Diese Auffassung wird auch von P8 geteilt.

Ähnliches spricht auch P6 an. Bei der Ökotoxizität muss von der Bereitstellung der Primärenergie ausgegangen und die Frage gestellt werden, wo werden die Wafer gefertigt. Die werden zum größten Teil in Fernost produziert, weil dort entsprechend niedrige Energiepreise herrschen. Welche Schadstoffe in chinesischen Braun- und Steinkohlekraftwerken emittiert werden ist nicht so genau bekannt, aber es ist mit dem Schlimmsten zu rechnen. Umwelttoxizität ist in der Produktion ein großes Thema, vor allem in der Produktion außerhalb der EU. Das ist natürlich schwer nachvollziehbar und in Wirklichkeit interessiert es niemanden.

Einen weiteren heiklen Punkt bezüglich Ökotoxizität führt P1 an und dieser liegt bei der Dotierung. Im Verlauf dieses Prozessschrittes wird meistens mit Phosphorsäure gearbeitet. Der Standardprozess ist mit Phosphoroxidtrichlorid (POCl_3) und das ist höchstgiftig. Das hat einen MAK-Wert (maximale Arbeitskonzentrationswert) von 0,1. Flusssäure hat einen MAK-Wert von 1, also 1ppm (ein Teilchen pro Million Teilchen). POCl_3 ist eine ziemliche Giftbrühe. Diese Flüssigkeit wird verdampft und über ein Prozessrohr kommt das auf die Wafer. Das wird dann abgesaugt, in Lösungen ausgespült und danach zur Entsorgung geschickt. Die toxischen Substanzen sind dann alle in einer wässrigen Lö-

sung und diese Giftstoffe müssen dann von der Entsorgungsfirma neutralisiert werden. Es handelt sich hierbei aber wieder um geschlossene Prozesse bei denen keine Schadstoffe in die Umwelt gelangen, wenn genau gearbeitet wird.

Auch P3 meint, dass die dotierten Materialien eine gewisse Toxizität haben.

Am günstigsten wäre es nach P3, wenn darauf geschaut wird welche Zelle die beste Effizienz hat bei den geringsten Umwelt- und sonstigen Schäden.

Es werden also schon einige schädliche Säuren und Laugen bei den einzelnen Prozessschritten verwendet, aber wenn alles fachgerecht entsorgt und neutralisiert wird, sieht P1 keine Probleme bezüglich der Ökotoxizität. Die gleichen Argumente liefert auch P6. In den Fertigungsstraßen für monokristalline Zellen, die diese Person besichtigt hat, kommen nasschemische Verfahren zum Einsatz mit teilweise recht interessanten Chemikalien. Aber es sind unterschiedliche Umweltvorschriften einzuhalten durch Trennverfahren, Filteranlagen und andere Maßnahmen damit nichts in die Biosphäre kommt.

P8 erwähnt, dass bei der chemischen Aufbereitung von Si giftige Stoffe und Hochtemperaturreaktoren verwendet werden. Dabei können große Mengen an belastetem Wasser anfallen. Da muss natürlich darauf geachtet werden, dass nichts in die Biosphäre kommt, dass mit geschlossenen Kreisläufen gearbeitet wird. In modernen europäischen Werken gelangt nichts in die Umwelt, denkt P8. Die Firmen wollen ihre Mitarbeiter auch nicht gefährden.

Für P2 stellt die PV eine derartige Hochtechnologie dar, bei der sehr sauber gearbeitet werden kann, wenn richtig investiert wird. Diese Person glaubt nicht, dass eine grundsätzliche Schädlichkeit nicht vermeidbar wäre.

P3 führt noch einen zusätzlichen Aspekt in die Diskussion ein. Durch die Reflexion des Sonnenlichtes kann ein große PVA oder eine großflächige Verbauung von Dachflächen, zum Beispiel in Wien, die Albedo verändern. So gesehen kann das Kleinklima bzw. Kleinwetterlagen beeinflusst werden. Es ist aber nicht so, dass dann Wirbelstürme oder dergleichen entstehen, erwähnt P3.

Auch P1 kann sich vorstellen, dass das Mikroklima beeinflusst werden kann, aber nicht das globale Weltklima.

Außerdem kann es unterhalb großer PVA zu einer Versteppung bzw. Verwüstung kommen, also zu einer Beeinflussung der Fauna und Flora. Das ist aber wieder rückgängig zu machen.

P5 rechnet damit, dass PVA wesentlich schadstoffärmer sind als Kohlekraftwerke, bei einer vergleichbaren Erzeugung von elektrischer Energie. Sofern die Module die Lebenszeit, auf die sie projiziert sind, in Produktion sind. Die 20 Jahre, die als Garantievorgabe angegeben werden, sind rein statistisch. Im Großen und Ganzen wird das stimmen, dass in der Bilanz selbst die Schadstoffmengen wesentlich reduziert sind im Vergleich zu anderen vergleichbaren Kraftwerken.

Bei den Umweltbelastungen ist zusätzlich noch zu beachten, was mit den ausgedienten Zellen bzw. Modulen passiert. Das ist auch wieder eine Frage des Recyclings. Die wertvollen Kontaktmaterialien wie Silberbeschichtungen und Bedrucke mit teuren Metallen werden sicher für die Wertstoffindustrie interessant sein, meint P6. Die Schadstoffemissionen am Ende der Lebenszeit sind noch nicht bekannt, weil es eben keine Erfahrung auf diesem Gebiet gibt. Diese Frage stellt sich erst in den nächsten Jahrzehnten.

Die Auswaschung von Schadstoffen ist eine Frage über einen längeren Zeitraum, die berücksichtigt werden müsste, meint P3. Sind die Stoffe so fest gebunden, dass nichts in die Biosphäre gelangen kann oder kann es, falls ausgediente Module am Schrottplatz landen, zu einer Auswaschung kommen. Diese Frage muss noch geklärt werden.

Nach Erachten von P3 ist aber die PV genauso wenig umweltschädlich wie die Wasserkraft.

Einen weiteren Punkt führt P8 an und das ist der Aluminiumrahmen, der oft für das Aufstellen von Modulen verwendet wird. Aluminium wird elektrochemisch, elektrolytisch aufbereitet. Das ist mit großen Mengen von beliebig giftigen Stoffen verbunden sowohl gasförmig als auch dann in der Schlacke usw. Wenn das als Gesamtsystem gesehen wird und ein Aluminiumrahmen verwendet wird, dann befindet sich dieses Problem schon in den Bilanzen.

P8 findet auch, dass die PV im Vergleich mit Atom- oder Kohlekraftwerken bezüglich der Ökotoxizität besser aussteigt. Am besten und wenigsten toxisch ist aber die Wasserkraft. Auch bei der Windkraft ist die Herstellung und Aufbereitung sämtlicher Komponenten vorhanden. Da werden wieder Legierungen, seltene Erden verwendet, da wird jede Art von Getrieben, von Kunststoffen, von Transformatorölen u.a. benötigt.

Bei den auf CdTe gründenden Zellen ist natürlich das Schwermetall Cadmium in der Zelle gebunden. Da kommt es aber auch wieder auf die Mengen an, und Cd ist in Autoreifen genauso drin wie in Bleistiften, meint P4. Auch P6 ist sich nicht sicher ob dieses Cd in die Biosphäre eindringen kann, ob dieser Stoff reaktionsfähig ist. Das gleiche Problem ist aber auch bei anderen Dünnschichtzellen zu berücksichtigen. Da können auch Stoffe gebunden sein die toxisch sind und/oder reaktionsfähig mit anderen Stoffen in der Umwelt. Vielleicht zeigen sich die Probleme aber erst am Ende der Lebensdauer der Zellen und Module. Das ist schwer zu beurteilen und P6 traut sich darüber keine näheren Auskünfte zu geben. Über dieses Thema kann erst in der Zukunft diskutiert werden, wenn die ersten ausgedienten Dünnschichtzellen überhaupt dem Recycling zur Verfügung stehen.

4.3.3 Synthese über Ökotoxizität bzw. Schadstoffemissionen unterschiedlicher PV-Technologien

Die in den vorangegangenen zwei Kapiteln ausgeführten Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- Wenn eine PVA einmal in Betrieb ist, werden keine Schadstoffe mehr freigesetzt.
- Der Großteil der Solarzellen wird in Fernost produziert. Welche Schadstoffe dort bei der Energiebereitstellung anfallen und wie umweltverträglich dort produziert wird, ist schwer zu beurteilen.
- Bei den einzelnen Produktionsschritten werden schon einige giftige und bedenkliche gasförmige und flüssige Substanzen eingesetzt.
- PV ist eine Hochtechnologie und bei dieser kann so gearbeitet werden, damit nichts in die Umwelt gelangt. Das sind alles geschlossene und abgesicherte Prozesskreisläufe.

- Möglicherweise resultiert eine Beeinflussung des lokalen Kleinklimas durch eine großflächige Anlage (Einfluss auf die Albedo).
- Bei Betrachtung des Gesamtsystems muss auch das Aluminium berücksichtigt werden, das beispielsweise für die Rahmen verwendet wird. Und bei der Produktion von Al fallen sehr viele giftige Stoffe an.
- Grundsätzlich lässt sich aber sagen, dass die PV deutlich weniger Schadstoffe emittiert und eine viel geringere Ökotoxizität hat als konventionelle Energiebereitstellungsarten.
- Bei der CdTe-Technologie fallen während eines Lebenszyklus am wenigsten Schadstoffe an. Diese liegen ca. 50% unter denen bei der monokristallinen Si-Technologie.
- Die Ökotoxizität hängt sehr stark vom zugrunde liegenden Energiemix ab.
- Die Wasserkraft hat die wenigsten bedenklichen Emissionen.

4.4 Recycling ausgedienter PVA – ökologische Vorteile durch Wiederverwertung

Im folgenden Kapitel werden Recycling-Konzept für ausgediente PVA beschrieben und mögliche ökologische Vorteile die draus resultieren dargestellt.

Die PV ist eine relativ junge Technologie. Die große Masse an Anlagen wurde erst in den letzten 20 Jahren installiert. Bei einer angenommen Lebensdauer von ca. 30 Jahren, werden erst in Zukunft große Mengen an ausgedienten Anlagen anfallen.

4.4.1 Ergebnisse der Literaturrecherche zum Recycling ausgedienter PVA

Gómez und Clynke (2009) erwähnen in ihrer Arbeit, dass seit 1990 rund 13 Millionen Module in Europa installiert wurden. Bei einer Lebensdauer von 25 Jahren erwarten die Autorinnen eine signifikante Menge an PV-Abfall nicht vor 2015. Das Recycling und die Wiederverwertung von ausgedienten Modulen bringen nicht nur ökologische Vorteile sondern es gelangen wertvolle und teure Rohstoffe wieder in den Herstellungszyklus und reduzieren somit die Produktionskosten für neue Module. Mit diesem Hintergrund wurde 2007 von den führenden PV-Modulherstellern die Non-Profit-Organisation PV-CYCLE gegründet. Dieser Zusammenschluss hat das Ziel ein flächendeckendes Entsorgungssystem für ausgedient PV-Module in Europa zu installieren. Über 90% [pvcycle.org, 2012] des Europäischen Modulmarktes wird von dieser Firma repräsentiert.

Ursprünglich als freiwilliges Projekt gegründet unterliegt PV-CYCLE mittlerweile der WEEE (Waste Electrical and Electronical Equipment) Richtlinie der EU [pvcycle.org, 2012].

Eine Auflistung der erwarteten PV-Abfälle [t] pro Jahr befindet sich in der Veröffentlichung von Gómez und Clynke (2009). Dabei beziehen sich die Autoren auf Studien von Ökopol et al., (2007) [zitiert in Gómez und Clynke, 2009]. Mit der Annahme dass einem MWp ca. 75 Tonnen Anfall entsprechen, kommen die Autorinnen auf folgende Ergebnisse, die in Tabelle 22 dargestellt sind.

Tabelle 22: Prognose des PV-Abfalls [t] für Europa und Deutschland, Gómez und Clynke (2009)

Jahr	Abfall in Europa [t]	Abfall in Deutschland [t]
2011	7591	4002
2012	9364	4808
2013	11438	5752
2014	13866	6856
2015	16708	8147

Aus Tabelle 22 ist ersichtlich, dass es bis zum Jahr 2015 immer eine deutliche Steigerung an Abfallmenge gibt. Auch zeigt sich die wichtige Rolle Deutschlands, ungefähr die Hälfte aller ausgedienten Module kommt aus diesem Markt.

Ziel des PV-CYCLE ist es, ausgediente Anlagen vom Endverbraucher abzuholen und in Recyclingstätten zu verwerten. In Österreich gibt es zwei solcher zertifizierten Sammelpunkte. Europaweit sind schon 238 installiert [pvcycle.org, 2012].

Falls der Endverbraucher mehr als 50 km von einem Sammelpunkt entfernt ist, wird von PV-CYCLE eine kostenlose Abholung organisiert. Finanziert wird der PV-CYCLE von seinen Mitgliedern [Gómez und Clynke, 2009].

Ein PV-System in Chevetogne in Belgien dient als Vorzeigeprojekt für den PV-CYCLE. 1983 wurde dort eine Anlage installiert. 2009 wurde die alte Anlage ausgetauscht und durch eine neuere ersetzt. Die alten PV-Module wurden nachhaltig gesammelt und recycelt. PV-CYCLE organisierte den Abbau und das Recycling bei der Sunicon AG in Deutschland [Gómez und Clynke, 2009].

Die Wissenschaftlerinnen Gómez und Clynke (2009) listeten den Output beim Recycling von verschiedenen Materialien auf. Dieser ist in Tabelle 23 angegeben.

Tabelle 23: Recycling von 1900 Modulen bei Sunicon AG 2009, Gómez und Clynke (2009)

	Input [kg]	Relative Menge [%]	Output [kg]	Effizienz
Glas	5,93	65,82	5,75	96,96
Plastik	0,94	10,43	* ¹⁶	* ¹⁷
Zellen und gebrochene Zellen	0,26	2,89	0,22	84,62
Cu	0,09	1,0	0,07	77,78
Al	1,58	17,54	1,58	100,0
Anschlussbox	0,21	2,33	*	*
Total	9,01	100,0	7,62	84,57

In Tabelle 23 sind verschiedene recycelte Materialien aufgelistet. Ungefähr 85% der Gesamtanlage konnte wiederverwertet werden. Al, das meist für Rahmen und dergleichen verwendet wird und sehr energieintensiv hergestellt werden muss, konnte zu 100% recycelt werden. Auch das Glas konnte mit einem hohen Prozentsatz von 97% wieder verwendet werden. Mit diesen Ergebnissen kann schon auf ökologische Vorteile geschlossen werden.

Wambach et al., (2009) untersuchten die ökologischen Auswirkungen und Vorteile die mit dem Recycling der Chevetogne Anlage verbunden sind, das bedeutet sie führten eine LCA des Recyclingvorganges durch. Dazu verwendeten die Autorinnen die Ecoinvent Datenbank und die CML Baseline Method 2000. Folgende ökologischen Auswirkungen wurden untersucht: Abiotic Depletion [Abiotischer Abbau: Abbau von nichterneuerbaren Ressourcen], Global Warming (GWP100) [globale Erwärmung], Ozone Layer Depletion (ODP) [Ozonschichtabbau], Human Toxicity [Humantoxizität], Photochemical Oxidation [Sommersmog], Acidification [Versäuerung] und Eutrophication [Anreicherung von Nährstoffen in einem Ökosystem].

Die Ergebnisse sind in Abbildung 28 dargestellt. Bei dieser Darstellung werden nur die Auswirkungen des Recycling aufgelistet, zum Vorteil wie zum Nachteil für die Umwelt. Vorteile die mit der Wiederverwertung verbunden sind liegen im negativen Bereich und Nachteile bzw. Lasten durch das Recycling werden im positiven Bereich dargestellt.

Folgende Parameter wurden untersucht: Transport, Wiedergewinnung von Glas, Cu, Al und Si, chemische Behandlung und Wärmebehandlung.

¹⁶ Bemerkung:* bedeutet Energiegewinnung durch Verbrennung

¹⁷ Bemerkung:* bedeutet Energiegewinnung durch Verbrennung

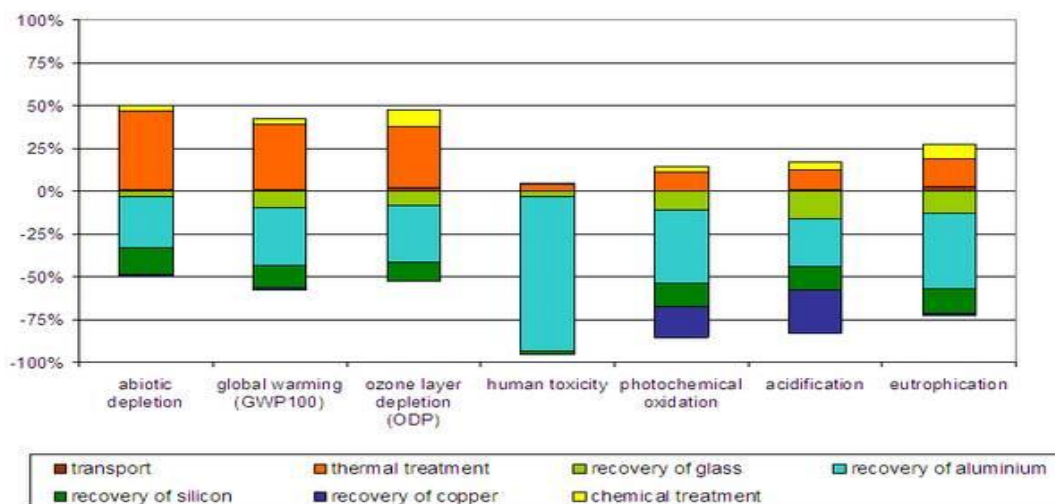


Abbildung 28: LCA des Recyclingvorgangs der Chevetogne Module durch Sunicon, Wambach et al., 2009

Abbildung 28 zeigt, dass vor Allem der Einsatz von Wärme ökologische Lasten verursacht. Daneben verursachen die chemische Behandlung bzw. der Transport ebenfalls Belastungen, aber deutlich weniger. Den größten ökologischen Vorteil bringt die Wiederverwertung des Aluminiums. Dieses Element kann laut Tabelle 23 auch zu 100% recycelt werden. Da die Herstellung von Al mit sehr giftigen Stoffen (zum Beispiel Schwermetalle) verbunden ist, führt das Recycling von Al zu einer großen Reduktion der Humantoxizität. Bei einigen ökologischen Auswirkungen halten sich die Vorteile bzw. Nachteile die Waage, wie beispielsweise beim abiotischen Abbau oder beim ODP. Bei Betrachtung sämtlicher Auswirkungen zeigt sich eindeutig, dass die Vorteile des Recyclingvorganges überwiegen.

Held (2009) führte eine LCA für das CdTe-Modul-Recycling durch. Die Dünnschichttechnologie wächst mit einer höheren Rate als die kristalline und bis 2020 wird erwartet, dass die Dünnschichttechnologie rund 20% vom Markt ausmacht.

Held (2009) schätzt, dass eine signifikante Menge an ausgedienten Modulen ab dem Jahr 2020 anfällt. Beim Recycling von PVA können die meisten Materialien wieder verwertet werden oder zumindest, so wie Plastik, energetisch genutzt werden. Zusätzlich dazu gibt es bei der Dünnschichttechnologie die Möglichkeit wertvolle Rohstoffe wie Indium oder Tellur dem Markt wieder zur Verfügung zu stellen. Außerdem bringt das Recycling ökologische Vorteile, findet Held (2009).

Held (2009) führte diese LCA nach dem ISO Standard 14040 durch und verwendete aktuelle Daten aus der Industrie für seine Berechnungen, zusätzlich benutzte der Autor die GaBi 4 Datenbank.

Folgenden Parameter wurden von Held (2009) berücksichtigt: die Weiterverarbeitung ausgedienter CdTe-Module, das Recycling von bzw. die Energierückgewinnung aus verschiedensten Materialien, sowie die Verarbeitung und Entsorgung anfallender flüssiger bzw. fester Abfälle.

Diese Studie zeigt ein großes Reduktionspotential der ökologischen Auswirkungen des end-of-life Managements durch das Recycling auf. Der Primärenergiebedarf dieses Vorgangs wurde von 81 MJ/m^2 auf -12 MJ/m^2 reduziert, das entspricht einer Verbesserung von 93 MJ/m^2 . Die GHGE konnten von $6 \text{ g CO}_2\text{-eq/m}^2$ auf $-2,5 \text{ g CO}_2\text{-eq/m}^2$ verringert werden, das entspricht einer Reduktion von $8,5 \text{ g CO}_2\text{-eq/m}^2$. Die Vorteile kommen vor Allem vom Recycling von Glaskomponenten und von Kupfer.

Die Ergebnisse des LCA für CdTe-Module-Recycling sind in Tabelle 24 dargestellt. Folgende ökologischen Auswirkungen wurden als Potentiale betrachtet: Acidification (AP) [kg SO₂-eq], Eutrophication (EP) [kg Phosphat-eq], Global Warming (GWP) [kg CO₂-eq], Photochemical Ozone Creation (POCO) [kg Ethan-eq] und die Verwendung von fossiler Energie, dargestellt als Primärenergiebedarf (PE) [MJ]. Diese Auswirkungen wurden pro m² recycelten CdTe-Module betrachtet.

Tabelle 24 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 24: Ergebnisse des LCA für CdTe-Module-Recycling, Held (2009)¹⁸

	Recycling	PE [MJ]	AP [kg SO ₂ -eq]	EP [kg Phosphat-eq]	GWP [kg CO ₂ -eq]	POCP [kg Ethan-eq]
CdTe-Module-Recycling	Hilfsmittel für das Recycling	29,86	2,64 E-03	2,24 E-04	1,76	2,43 E-04
	Elektrizität für Recycling	60,12	6,59 E-03	5,07 E-04	3,84	4,45 E-04
	Bruchglas Recycling	-74,87	-1,53 E-02	-2,16 E-03	-7,23	-1,63 E-03
	Müllverbrennung und Energiegewinnung, Laminierungsfolie	-3,98	-2,45 E-04	-2,58 E-05	9,54 E-02	-2,34 E-05
	Entsorgung von Abfällen	0,18	9,38 E-05	1,08 E-05	1,22 E-02	1,19 E-05
	Abwasserbehandlung	0,49	3,60 E-04	1,23 E-04	1,51 E-01	1,96 E-05
Abschlussbox und Leitungskabel	Müllverbrennung, Plastikmaterialien	-5,64	-3,41 E-04	-3,52 E-05	1,72 E-01	-3,26 E-05
	Kupferrecycling	-18,64	-7,20 E-03	-4,28 E-04	1,30	-4,88 E-04
Ergebnis inkl. Vorteile durch Recycling		-12,49	-1,34 E-02	-1,80 E-3	-2,5	-1,45 E-03
Ergebnis exkl. Vorteile durch Recycling		81,03	9,10 E-03	8,03 E-04	6,03	6,63 E-04

Das Recycling führt bei allen Auswirkungen zu einem Vorteil. Wie schon erwähnt liefert das Wiederverwerten des Glases und des Kupfers den größten Beitrag bei der Energieersparnis. Aber auch alle anderen Parameter profitieren von diesen zwei Schritten am Meisten. Die Müllverbrennung liefert in allen Kategorien Vorteile, dabei wird aber CO₂ produziert. Wasserstoffperoxid stellt einen wesentlichen Beitrag zu den Hilfsmitteln dar und liefert vor Allem CO₂-eq.

Aus der Arbeit von Held (2009) geht deutlich hervor, dass das Recycling von CdTe-Modulen ökologische Vorteile bringt.

Eine weitere LCA Studie über das Recycling von kristallinen Si-Modulen führten Müller et al., (2005) durch. Die Daten dafür stammen aus einem Projekt von Deutsche Solar AG. Diese Wissenschaftlerinnen berechneten den Unterschied in der EPBT wenn einmal „normale“ Zellen und einmal recycelte Zellen verwendet werden. Auf Grund der Energieersparnis bei der Wafer Produktion reduziert sich die EPBT von 3,8 auf 1,6 Jahren bei der Verwendung von recycelten Wafern. Dabei wurde eine Sonneneinstrahlung von 1000 kWh/m²/yr, eine PR von 0,75 und 20 Jahre Lebensdauer angenommen.

Das LCA wurde mit der CML Baseline 2000 Methode anhand eigener Daten und mit Daten aus der Ecoinvent Datenbank durchgeführt [Müller et al., 2005].

Bei dieser Arbeit wurden folgende ökologischen Auswirkungen berücksichtigt: Abiotic Depletion, Global Warming, Ozone Layer Depletion, Human Toxicity, Photochemical Oxidation, Acidification und Eutrophication (Erläuterungen dazu siehe weiter oben).

¹⁸ Bemerkung: negative Werte beschreiben ökologische Vorteile

Ökologische Vorteile durch das Recycling sind in nachfolgender Abbildung 29 auf der negativen Ordinate aufgetragen, während Nachteile auf der positiven Ordinate abgebildet sind.

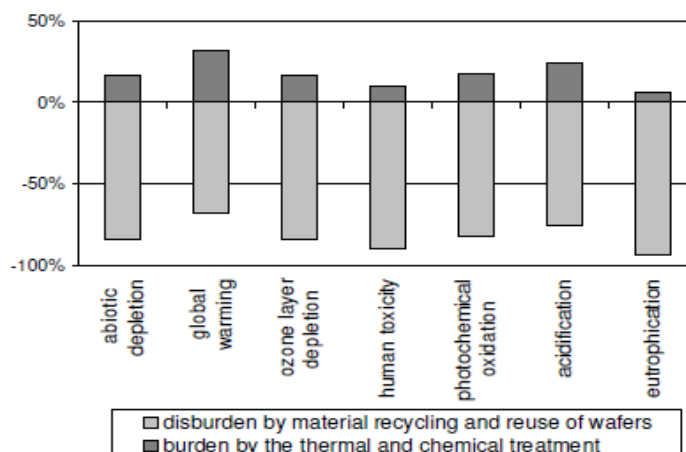


Abbildung 29: Beiträge zu den ökologischen Auswirkungen des Recyclingprozesses der Deutsche Solar Ag, Müller et al., (2005)

Den größten ökologischen Nutzen bringt die Vermeidung einer neuerlichen Waferproduktion. Das Glasrecycling liefert, laut dieser Studie, keinen großen Nutzen bei den ökologischen Auswirkungen. Die Umweltbelastungen folgen aus dem Energiebedarf, zum Beispiel bei der Wärmebehandlung, und aus der Verwendung verschiedenster Chemikalien, zum Beispiel für Ätzprozesse, während des Recyclingvorgangs [Müller et al., 2005].

Alle erwähnten Studien zeigen konkrete Vorteile, falls ausgediente PV-Module bzw. -Anlagen recycelt und wiederverwertet werden.

4.4.2 Ergebnisse der Experteninterviews zu Recycling und Ressourcenverbrauch

Die folgenden Ausführungen stammen aus den Experteninterviews. Neben dem Recycling wurde an dieser Stelle auch der Ressourcenverbrauch in der PV-Technologie erörtert.

Für P3 wäre es überhaupt intelligent, schon bei der Entwicklung einer Technologie darauf zu schauen, wie das Produkt wieder leicht zu zerlegen und zu recyceln ist.

P1 erwähnt ein rohstoffbedingtes Problem für kristalline Zellen. Für die Metallbahnen wird Silber verwendet. Das wird auf die Vorderseite eines Wafers aufgedampft um die elektrische Kontaktierung der Zellen zu gewährleisten. Dies macht die Zellen natürlich teuer. Mittlerweile wird schon versucht das Silber mit Kupfer zu ersetzen. Dieser Umstieg wird in den nächsten Jahren erfolgen, erwartet P1.

Si wird sicher kein Problem darstellen, da es wie bereits erwähnt das häufigste Element der Erdkruste ist. Bei den Dotierungsmaterialien, das hauptsächlich Phosphor ist, erwartet sich P1 keine Engpässe. Aber bei neueren Technologien, bei denen versucht wird Hochleistungszellen zu fabrizieren, die auch den ultravioletten und infraroten Bereich

des Lichtes nutzen, kann es schon bei verschiedenen Materialien zu einer Verknappung kommen. Auf diesem Gebiet wird zurzeit stark geforscht.

P8 meint, dass es bei den Dotierungsmaterialien zu Engpässen kommen kann, obwohl diese nur in sehr geringen Mengen gebraucht werden. Oder es kann sich die Kostenverteilung in der Herstellung verschieben.

P2 entwickelt unterschiedliche Strategien um dieser seltenen Erden Rohstoffklemme entgegen zu treten. Das eine ist einmal weitere Möglichkeiten zu suchen, wo diese Stoffe gefördert werden können. Es gibt durchaus Standorte mit Vorkommen, die aber aus ökonomischen Gründen derzeit nicht abgebaut werden. Mit zunehmender Verknappung werden diese wieder aktuell. Des Weiteren gibt es die Möglichkeit in das System hinein zugehen und zu schauen, wo können diese Stoffe recycelt und wieder aufbereitet werden, das fasst P2 mit dem Schlagwort Urban Mining zusammen. Dann gibt es noch die Möglichkeit alternative Legierungen zu entwickeln. Und zum Schluss kann die Frage gestellt werden, ob auf diese Stoffe vielleicht verzichtet und andere Produktgestaltungsprinzipien verwendet werden können. Als Beispiel führt er Magneten an, bei denen bekannt ist, dass nicht alle diese Hochqualität brauchen, die heute selbstverständlich ist. Wenn nur allein bei den Magneten, wo es unbedingt nötig ist, diese Stoffe eingesetzt werden und bei den anderen auch mit anderen Stoffen gearbeitet wird, ist die Situation schon deutlich entspannter.

Das Recycling von alten PVA wird nach der Meinung von P2 in großen, zentralen Einheiten durchgeführt werden. Als Beispiel führt er Handys an, die werden in Rotterdam recycelt und dort können wertvolle Rohstoffe in sinnvoller und effizienter Weise wiedergewonnen werden. Das große Problem derzeit bei den globalen Stoffströmen ist, dass gerade Handys sehr leicht in zum Beispiel afrikanischen Raum oder indischen Raum versickern und dann dort manchmal mit sehr umwelt- und menschenfeindlichen Möglichkeiten Gold heraus gewonnen wird. Dadurch gehen viele andere Rohstoffe verloren.

P1 erwähnt, dass ein Recyclingnetz für ausgediente Module derzeit im Aufbau ist. Es wird heute nicht in Hinblick auf spätere leichte Recycelfähigkeit der einzelnen Komponenten einer PVA produziert. Bei der Herstellung lautet das Thema effizient und billig produzieren. Das erwähnen auch andere Experten wie P5, P7 oder P8.

Im Prinzip ist aber das Recycling von Modulen vollkommen möglich und ist derzeit in Entwicklung, bemerkt P8. Auch das Aufarbeiten von Legierungen und das Recycling von Glas-Kunststoff-Metall-Holz-Stein Verbundbauwerkstoffen ist technologisch gelöst.

Mittlerweile gibt es schon Firmen die sich auf das Recycling spezialisieren. Außerdem hat es schon eine erste Konferenz spezifisch zum Thema Recycling gegeben, erwähnt P5.

Andere Rohstoffe die in größeren Mengen benötigt werden sind beispielsweise Cu, Al und Glaskomponenten. Diese Stoffe lassen sich zu 100% recyceln. Außerdem ist Glas kein ressourcenknapper Rohstoff.

Probleme kann es bei speziellen Legierungen geben. Das In aus einer CIGS-Zelle herauszuholen wird sehr aufwendig sein, wenn es überhaupt technisch umsetzbar ist, befindet P5.

Die Grundkomponenten, falls PVA aus Si-Zellen bestehen, eignen sich gut zum Recyceln, auch ist es von wirtschaftlicher Attraktivität, weil dadurch die Reduktion von Siliziumoxid, das sehr energieaufwendig ist, erspart bleibt. Ähnlich sieht das auch P3. Diese Person meint, dass der Stahl und die Platten wieder eingeschmolzen werden können. Der Kunststoff kann auch wieder verwendet werden.

Recycling ist grundsätzlich ein Aspekt der mit der Zeit und der Größe eines Wirtschaftszweigs interessant wird, meint P5.

Je teurer die Rohstoffe desto lukrativer ist das Recycling. Diese Aussage von P4 wird auch von sämtlichen anderen Gesprächspartnern geteilt. P8 meint, dass bis vor wenigen Jahren die Verwertung von Alteisen und Altkupfer keine Rolle gespielt hat und heute werden die Stromkabel von Eisenbahnlinien gestohlen und Schrottplätze ausgeraubt.

Ein Problem bei der Wiederverwertung besteht allerdings schon, wie mehrere Experten anmerken. Die große Masse an ausgedienten Modulen wird, auf Grund der langen Lebensdauer, erst in der Zukunft anfallen. P4 meint dazu, dass es keine Technik gibt, wo, 30 Jahre vor Bedarf des Recyclings, bereits intensiv am Recycling gearbeitet wird. Es gibt leider im Bereich der Wiederverwertung von PVA noch keine praxisrelevanten Erfahrungen, meint P6. Das Thema Recycling ist zurzeit nur ein Orchideenthema oder als TheorietHEMA von Interesse.

4.4.3 Synthese über Ressourcenverbrauch und Recycling

Die in den vorangegangenen zwei Kapiteln ausgeführten Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- Die eingesetzten wertvollen Metalle sind für Recyclingfirmen von Interesse.
- Bei seltenen Erden kann es zu Engpässen kommen.
- Si ist das häufigste Element der Erdkruste, da wird es zu keiner Verknappung kommen.
- Dotierelemente sind auch ausreichend vorhanden.
- Recycling wird, mit zunehmender Verknappung der Rohstoffe und damit einhergehender Verteuerung dieser, immer wirtschaftlicher.
- Recycling von ausgedienten PVA wird erst in Zukunft ein Thema, da die große Masse an Modulen erst in einigen Jahren anfällt.
- Grundsätzlich ist das vollständige Recycling von Modulen möglich.
- Durch das Recycling von alten Modulen reduzieren sich die ökologischen Belastungen durch die PV-Technologie. So führt zum Beispiel das Recycling von CdTe-Modulen zu einer Reduktion der GHGE von 8,5 g CO₂-eq/m² Modulfläche.
- Recycling bringt auch eine Reduktion für andere ökologische Auswirkungen wie zum Beispiel Humantoxizität, Photochemische Oxidation, Boden- und Meeresversauerung sowie Eutrophierung.
- Die ökologischen Nachteile beim Recycling liegen vor Allem bei der Wärmebehandlung und den damit verbundenen Energieverbrauch. Aber auch verschiedenste Chemikalien, die bei Recyclingvorgängen verwendet werden, wirken sich belastend auf die Umwelt auf.
- Vorteile bringen die Wiederverwertung von Glaskomponenten, Cu und vor allem Al.
- Die Energieersparnis bei der Verwendung von recycelten Wafern wirkt sich auch positiv auf LCA Berechnungen aus. Der Primärenergiebedarf wird dadurch gesenkt.
- Auch kann durch die Verwendung von recycelten Wafern die EPBT drastisch verkürzt werden.
- PV-Systeme können bis zu über 85% recycelt werden. Einige Materialien wie Plastik können zur Energiegewinnung verbrannt werden.

4.5 Soziökonomische Bedeutung der Photovoltaik

An dieser Stelle werden soziökonomische Auswirkungen der PV-Technologie anhand Experteninterviews erörtert. Der zugehörige Fragebogen befindet sich im Anhang.

4.5.1 Energiepolitische Bedeutung der Photovoltaik in der EU und in Österreich

Die Bedeutung der PV für die österreichische bzw. europäische Energieversorgung wird über Experteninterviews ermittelt.

4.5.1.1 Allgemeine Aussagen zur energiepolitischen Bedeutung der PV in der EU

P4 berichtet, die EU habe erkannt, dass die Energieversorgung eines der zentralen Probleme des 21. Jahrhunderts darstellt, wenn nicht sogar eine Existenzfrage für die Industriestaaten. Des Weiteren ist die zentrale Frage der Energieversorgung die Beschaffung von Primärenergie, und Sonnenlicht ist die einzige Primärenergiequelle die ausreichend vorhanden ist.

Für P3 ist die Zukunfts-Energie-Versorgung ein Mix aus allen möglichen erneuerbaren Energiebereitstellungsarten, wie Wasserkraft, Windkraft, Biomasse u.a. und in diesem Mix wird auch die PV eine Rolle spielen. P8 ergänzt, dass die EU einige Milliarden Euro reserviert hat, um die Energiesicherheit nach 2020 bis 2050 zu gewährleisten, wobei ein Großteil dieser Gelder für konventionelle Technologien reserviert ist, wie zum Beispiel: Kernkraftwerke 4.Generation, neue Hochtemperatur-Kohlekraftwerke, Windenergie, Carbon Capture, Biomasse und ein kleiner Teil für die PV. Bis vor wenigen Jahren spielte die PV im Energiemasterplan der EU eine eher untergeordnete Rolle.

P2 meint, dass für die 20/20/20-Ziele¹⁹ der EU die PV noch keine große Rolle spielen wird, dass 2020 zu früh kommen wird. Diese Auffassung wird ebenfalls von P7 vertreten, aber diese Person meint auch, dass zwischen 2020 und 2030 im Jahresmittel schon 10% oder sogar 20-25% des Stromes aus PV kommen kann, wobei das natürlich regional unterschiedlich sein wird. Laut P7 zielt die Energiepolitik der EU sehr stark in Richtung Forschungspolitik in der PV-Technologie ab. Für die Erreichung dieser Ziele ist es besser, wenn große Sachen adressiert werden, wie zum Beispiel Energieeffizienz oder Wärmedämmung. P5 ist der Meinung, Ziele sollten nicht zu langfristig gesteckt werden, weil sie dann irgendwie versanden, also dass 2020 schon ein Zeitrahmen sei, der im Blickfeld liegt. P6 andererseits vertritt die Auffassung, dass die PV zur Erreichung dieser Ziele schon einen Anteil leisten kann, dass dessen Ausmaß jedoch der nationalen Energiepolitik obliegt.

P8 findet es eine interessante Entwicklung, dass Ziele, die europaweit politisch bis 2050 der PV als Teil des Energiemixes zugestanden werden, schon sicher 30 Jahre früher erreicht sein werden. Ähnliches weiß auch P4 zu berichten. Im Weißbuch *erneuerbare Energien* das 2001 herausgegeben wurde, ist angeführt, dass bis 2010 ein GWp Photo-

¹⁹ Bemerkung: Im Jahr 2008 wurde von der EU ein Klimaschutzpaket vorgestellt, dass folgenden Kriterien beinhaltet:

- 20 % weniger Treibhausgasemissionen als 2005
- 20 % Anteil an erneuerbaren Energien
- 20 % mehr Energieeffizienz

Diese Zielvorgaben werden oft als 20/20/20-Ziele bezeichnet [e-control, 2012]

voltaikleistung in Europa, damals noch die 15, errichten werden soll. Tatsächlich wurde in diesen 10 Jahren 30 GWp errichtet, also das 30-fache des damals utopisch klingenden Zieles.

Ein wichtiges Argument für PV liefert P8. Eine Studie der deutschen Regierung ergibt, dass jeder Euro, der in diese Technologie investiert wird, der Volkswirtschaft drei Euro bringt, an Arbeitsplätzen, Steuern, Wertschöpfung im Land u.a. Außerdem gibt es Berechnungen die zeigen, dass pro installierten 100 MW so und so viele wertvolle, regionale Arbeitsplätze im mittelständischen Bereich entstehen.

Gerade im Bereich PV kann man mit entsprechenden Anreizsystemen die Marktdiffusion ein- und ausschalten wie es einem beliebt, meint P6. Die Marktdiffusion in Österreich ist in den letzten zwei Jahren explosionsartig angestiegen, weil politische Rahmenbedingungen installiert wurden die das möglich gemacht haben. Wenn das in der ganzen EU plötzlich gemacht wird, dann gibt es sicherlich unerwünschte Effekte, wie zum Beispiel Anstieg der Preise. Da wäre die EU gut beraten, das koordiniert ablaufen zu lassen. Es ist eigentlich nicht vorstellbar, dass alle EU-27 zum gleichen Zeitpunkt Anreizsysteme installieren, das würde zwangsläufig zu einem sofortigen Zusammenbruch führen. Aber wenn das koordiniert, geplant und überlegt gemacht wird, kann innerhalb kurzer Zeit relativ viel bewegt und der Anteil von PV am nationalen und auch am europäischen Energiemix deutlich erhöht werden. P6 betont aber, dass dabei darauf geachtet werden sollte, dass für die europäische Wertschöpfung der maximale Effekt erreicht wird.

4.5.1.2 Energiepolitische Bedeutung der PV in Österreich und deren Ursachen

Alle Experten stufen die Bedeutung der PV für die Strombereitstellung in Österreich zum jetzigen Zeitpunkt als gering ein, obwohl sie für die Zukunft einen Anstieg erwarten. P5 führt diesen eher geringen Anteil, ca. 0,3% vom Strom wird in Österreich mittels PV generiert wie P7 anmerkt, auch auf die unübersichtliche Förderwilligkeit der öffentlichen Hand in der Vergangenheit zurück. Es besteht eigentlich ein recht großes Interesse der privaten Haushalte an dieser Technologie.

Dabei sollte zwischen Energiepolitik und Technologiepolitik unterschieden werden, wie P2 erwähnt, weil es gibt einige sehr gute Akteure, die in Österreich produzieren und entwickeln, und die auch zur Weltspitze gehören. Das sind zum Beispiel die Firma Fronius, die Wechselrichter herstellt, oder die Firma Isovoltaic, die die Folien zur Einschweißung von Modulen macht. Bis vor kurzem war es für Firmen die in der PV-Technologie produzieren ein recht anregendes Klima, das aber in letzter Zeit vor allem durch Konkurrenz aus Asien ins Schwanken gekommen ist. Die heimischen Betriebe, von denen es einige zum Bedauern von Interviewperson P5 nicht mehr gibt, können bei den Produktionskosten nicht mit den viel größeren Firmen in Fernost mithalten, vor allem in der Solarzellenproduktion.

P1 erwähnt, dass ihre Firma in der Vergangenheit rund 90% ihrer Ware exportierten, sie erwarten sich aber für die nächsten Jahre einen Boom in Österreich.

P5 meint, dass Österreich ein bisschen in einem „Dornröschenschlaf“ war. Der Standpunkt der Elektrizitätswirtschaft war, dass Österreich auf Grund des hohen Anteils der Wasserkraft schon genug grüne Energie erwirtschaftet. Das war auch ein Handicap für die Windenergie. Die PV wird erst einen Aufschwung erleben wenn finanzkräftige Investoren in den Markt einsteigen.

Dieser Experte findet auch, dass PV im Vergleich zu anderen regenerativen Energien unfair behandelt wird. Eine Gemeinde kann, auch mit Unterstützung vom Staat, Windräder aufstellen. Das Aufstellen einer PVA wird immer einer Einzelperson zugemutet. Bei Gemeinden ist es derzeit auch beliebt Fernwärme Kraftwerke zu bauen. Wenn ähnliche Konzepte auch für die PV umgesetzt würden, ließe sich auch bei dieser Technologie einiges machen. Aber bei PVA gibt es noch keine Rahmenbedingungen die es Gemeinden oder auch mehreren Privatpersonen erleichtert, sich ein PV-Modul zu installieren.

Der Anteil von PV am österreichischen Strommix hat sich in den letzten drei Jahren jährlich zumindest verdoppelt, wie P7 anmerkt. Von 6MW auf 22MW im Jahr 2009, dann im Jahr 2010 auf 42MW und 2011, erwartet er 120MW. Wenn diese Entwicklung anhält, kann Österreich in den nächsten Jahren bald 2 bis 3% des Stromes durch PV generieren, bis 2020 können sich vielleicht 4% ausgehen.

P1 erwähnt auch, dass die PV beim Netzstrom 2013 oder 2014 schon am Billigsten sein wird und dass generell diese Technologie in den nächsten Jahren die günstigste Energieform darstellt. P4 geht davon aus, dass in Österreich die Netzparität zwischen 2015 und 2017 erreicht wird. Für Italien ist die Netzparität schon erreicht, meint P8. In Deutschland wird die Netzparität erst relativ spät erreicht, aber es gab im Sommer letzten Jahres (2011) einen Tag, an dem nur erneuerbarer Strom im deutschen Netz war. Da haben die Industriebetriebe, damit das Netz nicht zusammenbricht, Geld bekommen, wenn sie produzieren und Strom beziehen. Dieses Beispiel zeigt, dass die Strombörse durch Angebot und Nachfrage den aktuellen Preis von negativ auf positiv anheben kann, und das wiederum macht die Frage der Netzparität obsolet.

Deutschland hat einen hohen Anteil an PV, und alle Experten sind sich einig, falls Österreich die richtigen Rahmenbedingungen schafft, zum Beispiel mit dem neuen Ökostromgesetz oder bessere Einspeiserahmenbedingungen bzw. Installationsförderungen, dass Österreich auch so einen hohen Anteil am Gesamtenergiemix mit PV erreichen kann. Der hohe Anteil der PV in Deutschland ist damit zu erklären, dass diese sehr stark gefördert wurde und wird. Eigentlich würde sich Österreich auf Grund der Sonneneinstrahlung besser für PV eignen als Deutschland. P5 meint, dass dort der Einfluss des Atlantiks mehr Wolken verantwortet und dass dadurch die jährliche Sonneneinstrahlung weniger als in Österreich ist. P4 fügt hinzu, dass die jährliche Sonneneinstrahlung in Österreich um 10% mehr beträgt als in Deutschland, jedoch hat Deutschland schon 3,5% seines Stromes insgesamt, in Bayern sind es schon über 5%, durch PV generieren können.

Energetisch betrachtet zahlt sich eine PVA in Österreich aus, meint P2. Bei Betrachtung des derzeitigen Strompreises benötigt die PV aber eine gewisse Unterstützung oder Förderung um ökonomisch sinnvoll zu sein. Mit steigenden Energiepreisen und sinkenden Herstellungskosten wird sich dieses Problem zukünftig von selbst lösen. Auch P6 meint, dass sich die PV das Argument gefallen lassen muss betriebswirtschaftlich relativ teuer zu sein, aber, so führt P6 weiter aus, das Beispiel Deutschland zeigt, dass nennenswerte Beiträge zum nationalen Strommix auf Basis PV möglich sind.

4.5.1.3 Synthese zur gegenwärtigen energiepolitischen Bedeutung der PV in Österreich und in der EU

- Unübersichtliche und unzulängliche Förderwilligkeit der öffentlichen Hand behindern den Ausbau von PV.

- Marktbestimmende Energieversorgungsunternehmen (EVU) denken in großen Einheiten, für die stellt eine Kleinanlage am Hausdach keine interessante Investition dar.
- Starke Fokussierung der Entscheidungsträger auf konventionelle Energiebereitstellungsarten wie Kernkraft, Kohle, Gas u.a.
- unvollständiges Wissen und teilweise bewusste Fehlinformation über Wirkungsgrade und Anwendungsmöglichkeiten in der Bevölkerung.
- Hohe Investitionskosten für PVA.
- Lange monetäre Amortisationszeit, d.h. für Entscheidungsträger (Politiker), die oft nur in Legislaturperioden denken, keine interessante Option.
- Deutschland zeigt, dass PV, mit geeigneten Rahmenbedingungen, einen wesentlichen Beitrag zur Energiesicherheit leisten kann.
- Steigende Energie- und Strompreise bewirken, dass PV zukünftig immer billiger werden wird, im Gegensatz zu Energiegewinnung aus fossilen Rohstoffen. Bei diesen ist mit einer starken Preiserhöhung in den nächsten Jahrzehnten zu rechnen.

4.5.2 Vor- und Nachteile einer zentralen bzw. dezentralen Solarzellenproduktion

Allgemein gelten zwei Prämissen: das Eine ist die Versorgungssicherheit mit Energie und das Andere ist die Preisstabilität. P2 betont, dass beides im Wesentlichen nur durch Produktion vor Ort erreicht werden kann.

Die Preise für Solarzellen sind grundsätzlich in einer günstigen Entwicklung, bemerkt P3. In dem Augenblick, wo ein Produkt mit hohem Durchsatz produziert wird, wie beispielsweise beim Fernseher, wird alles auf einmal billig.

Alle Experten sehen für die Zukunft nur mehr wenige zentrale Großproduzenten von Solarzellen. Der Vorteil einer großen Organisation ist, dass diese wahrscheinlich kosteneffizienter arbeiten kann, bemerkt P3. Aber da gibt es natürlich alle Nachteile von großen globalen Firmen wie Menschenausbeutung oder das Nichteinhalten von Umweltschutz u.a. P2 fügt hinzu, dass der Herstellungsprozess von Solarzellen eine hochwertige Verfahrenstechnologie ist und dass dazu Investitionen nötig sind, die ab einer gewissen Kleinheit eines Unternehmens nicht mehr sinnvoll sind.

Einige Experten, wie P1, P3, P4 oder P8, nehmen an, dass sich die PV-Industrie wie die Autoindustrie entwickelt.

P4 zum Beispiel erwähnt, dass ca. 80% des Weltmarktes an Solarzellen von 40 Firmen bewerkstelligt wird, in der Automobilindustrie sind es unter 10 und die PV wird sich auch in diese Richtung hin entwickeln. P8 ist ebenfalls der Meinung, dass viele kleine Produzenten den Preiskampf am Weltmarkt nicht mithalten können und geschluckt werden oder in Konkurs gehen. P1 glaubt, dass die Produktion der Zellen zentral von sehr großen Firmen übernommen wird, aber das Zusammenbauen der Module wird relativ lokal geschehen um sich Transportkosten zu ersparen.

Es wird wenige kleine Firmen geben, die in den Nischenzweigen tätig sind, wie zum Beispiel gebäudeintegrierte PV-Technologie, mobile Installation oder Kleinanwendungen, dieser Auffassung sind P8 und P6.

P5 referiert aus einem Artikel in der *Wiener Zeitung*. Nach diesem sind die größten Solarzellenproduzenten auf den Plätzen 1,2 ,4 und 5 in China beheimatet. Er erwartet sich bei der Produktion eine Fokussierung auf China und Asien. Aber in Europa können durchaus noch Geschäfte mit PV-Industrie gemacht werden. Diese Person findet, dass die Transportkosten so gering sind, dass sie keine Rolle spielen und deswegen ist lokale Produktion für Investoren derzeit uninteressant. Auch P6 meint, dass die Solarzelle heute schon sehr häufig aus Fernost kommt, aus Gründen der günstigeren oder billigeren Produzierbarkeit.

P1 erwähnt, dass es vor 5 Jahren noch keine chinesischen Firmen in der PV-Technologie gegeben hat. Und in China gibt es auch keinen Eigenmarkt, diese Unternehmen wollen den europäischen Markt mit billigen Produkten überschwemmen, um damit die europäische Industrie zu verdrängen.

4.5.3 Vor- und Nachteile von Klein- und Großanlagen bzw. Großanlage in der Sahara: Stichwort Desertec

Vor- und Nachteile von Klein- und Großanlagen werden an dieser Stelle mittels Experteninterviews erörtert. Am Ende dieses Kapitels wird das Desertec Projekt erwähnt.

4.5.3.1 Klein- vs. Großanlagen

Die Frage welche Anlagenform die günstigere darstellt wird unterschiedlich beantwortet.

Zum einem findet P3, dass es mehr Sinn macht, wenn die Anlagen in einer industriellen, größeren Hand ist, als wenn jeder seine eigene PVA betreibt. Für technisch nicht sonderlich begabte Menschen stellt eine Installation möglicherweise ein Problem dar und diese werden dann diese Stromgewinnungsart nicht bevorzugen.

Auf der einen Seite bevorzugen die meisten Gesprächspartner Kleinanlagen. P1 meint, dass dadurch die Abhängigkeit von den großen Energieerzeugern reduziert wird. Von der politischen Seite werden sicher Großanlagen begünstigt. Ein wichtiger Pluspunkt bei PV ist, dass die Energie dezentral erzeugt werden kann und zwar genau dort wo sie gebraucht wird. Dadurch reduzieren sich die Netzverluste. Dezentralisierung vermindert den Leitungsbedarf, findet auch P4.

Auf der anderen Seite sind auch durch den Einsatz von Großanlagen, und die dadurch erzeugte Nachfrage an Solarzellen, die Preise für Anlagen gefallen. P1 ist der Meinung, dass es in Zukunft eine Mischform von Groß- und Kleinanlagen geben wird. Es wird in Österreich PV-Kraftwerke von 100 MW geben, genauso wie es Standard werden wird, dass jedes Einfamilienhaus eine Solaranlage am Dach hat. Das wird ein ganz normaler Zweig in der Bauindustrie werden. Die PV wird einmal so billig sein, dass ein Hausbauer für eine Anlage am Dach nur mehr ein paar 1000 Euro zahlen muss. Vor wenigen Jahren wurde noch an die 30000 Euro gezahlt.

P2 kann sich sowohl Klein- als auch Großanlagen vorstellen. Diese Person hat grundsätzlich keine Einwände PV auch in größeren Einheiten wie zum Beispiel gebäudeintegriert in Städten zu verwenden. Es sollte aber darauf geachtet werden schon versiegelte Flächen zu benutzen und Anlagen nicht auf freie Ackerflächen zu stellen.

Für P4 ist der ideale Platz für eine PVA das Hausdach.

P5 hingegen meint, dass die Art der Anlage situationsabhängig ist. Zentrale Anlagen sind beispielsweise dort besonders günstig wo der Grund und Boden, auf den sie aufgestellt werden, so gut wie nichts kostet, das trifft für die Sahara und für Teile Spaniens zu.

P6 gibt zu bedenken, dass das Flächenpotential in Europa beschränkt ist und dass es da zu einem Wettbewerb von erneuerbaren Energieträgern kommen kann. Dort wo ein PV-Kraftwerk auf eine grüne Wiese gestellt wird, kann auch Nahrungsmittel angebaut oder Hackgut produziert werden. Versiegelte Fläche kann für PV und für Solarthermie verwendet werden, da gilt es dann zu untersuchen welche Aufteilung volkswirtschaftlich den größten Nutzen bringt.

P8 erwartet sich eine Mischform von Groß- und Kleinanlagen. Auf der einen Seite ist es preiswerter große Anlagen zu bauen und außerdem gibt es dadurch einen großen Leistungsabnahmepunkt im Netz, auf der anderen Seite stellt dies auch einen großen Leis-

tungsfehlpunkt dar. Viele kleine Anlagen haben den Vorteil, dass sie versorgungssicherer sind und zum Teil die Netze weniger belasten.

Eine Verbreitung der PV (10% des Stromes) benötigt eine dezentrale Versorgung auf Gebäuden. Weil auch die freien Flächen in Konkurrenz zu anderen Technologien, Biomasse, Agrarnutzfläche für Nahrungsmittel usw. stehen.

P8 meint, dass auf Gebäuden fast beliebig viel Potential zur Verfügung steht. Eine Hochrechnung sagt: 50% der nur südorientierten, geeigneten Flächen würden reichen um die ganze Mobilität elektrisch zu gewährleisten, exklusive aller Probleme die damit verbunden sind. Auch P7 bevorzugt Kleinanlagen. Es gibt in der PV-Technologie, im Unterschied zu vielen anderen Kraftwerkstechnologien, keine Skalierungsfaktoren. Ob jetzt 10 kW statt 1 kW installiert werden, bringt finanziell nur geringe Vorteile. Abgesehen von den Einkaufspreisen gibt es keine Skalierungseffekte, die die PV in großen zentralen Systemen viel billiger machen würde. Der Verkabelungsaufwand ist ungefähr linear zur Größe und der Landverbrauch ist ebenfalls linear zur Fläche. Deswegen eignet sich PV sehr für einen dezentralen Einsatz. Die persönliche Einschätzung von P7 warum trotzdem in große Anlagen investiert wird, liegt daran, dass speziell die Energieversorger es gewohnt sind in großen Einheiten zu denken.

Die Verletzlichkeit in der Anwendung ist bei kleinen Anlagen, die auf eine große Fläche aufgeteilt sind, geringer, meint P3. Wenn ein kleiner Teil durch Terror oder andere Einwirkungen ausfällt, kann der große Rest weiter existieren. Wenn natürlich auf ein großes Wasserkraftwerk ein Terroranschlag verübt wird, wird eine große Region Probleme mit der Energieversorgung bekommen.

4.5.3.2 Das Großprojekt Desertec

Die Idee in Nordafrika durch Sonnenenergie Strom für Europa zu produzieren gibt es schon seit ungefähr 1980, bemerkt P3. Es sollte eine großflächige Scherbenwüste sein, damit die Solaranlage nicht durch jeden Sandsturm leidet. Umwelteinflüsse wären vernachlässigbar, weil die Wüste von Haus aus unfruchtbar ist. Es würde auch nur eine relativ geringe Fläche benötigt werden um genügend Strom zu generieren. P3 meint, vom technischen Standpunkt ist es vernünftiger in Nordafrika Strom zu erzeugen und dann nach Europa zu transportieren.

Der Strom sollte aber nicht geleitet werden, sondern vor Ort in Wasserstoff umgewandelt werden und dann über die schon vorhandenen Erdgasleitungen transportiert werden. Hier wird der Wasserstoff über Elektrolyse wieder in Strom umgewandelt. Als Nachteil sieht P3, genauso wie auch andere Gesprächspartner, dass Europa dann ebenso von den Erzeugerländern in Nordafrika abhängig ist, wie derzeit eine Abhängigkeit von ölexportierenden Ländern des Nahen Ostens besteht. So gesehen spricht natürlich sehr viel dafür, dass, soweit es geht, lokal (in Europa) erzeugt werden sollte. Es ist sicher problematisch wenn Europa in Nordafrika militärisch intervenieren müsste um dort seine Einflussphäre und damit die Energielieferungen zu sichern.

Bezüglich der Umwandlung in Wasserstoff gibt es für P3 aber noch einige gravierende Bedenken. Zum einem diffundiert dieser sehr leicht in andere Stoffe auf Grund seiner Größe und zum anderen ist Wasserstoff ein „Ozonkiller“.

Aus diesen Gründen und weil Wasserstoff nicht so einfach über Pipelines zu transportieren ist, bevorzugt P2 die Umwandlung in Methan. Grundsätzlich hat P2 nichts gegen einen fairen Energiehandel mit afrikanischen Ländern. Aber in dem Augenblick wo kolonialähnliche Zustände oder Abhängigkeiten, wie sie derzeit beim Öl sind, entstehen, ist es in die falsche Richtung gegangen. Einen weiteren Punkt gibt P2 noch zu Bedenken,

dass die nordafrikanischen Länder, auch durch die soeben stattfindenden Revolutionen, einen stark steigenden Eigenbedarf an Energie haben werden.

P1 ist der Auffassung, dass witterungsbedingt durch die hohe Sonneneinstrahlung Solaranlagen in Afrika sehr gut arbeiten könnten. Es gibt aber das Problem, dass dann ein sehr langes Netz gebraucht wird. Außerdem ist die politische Stabilität nicht gewährleistet. Falls es zu kriegesischen oder terroristischen Auseinandersetzungen kommt, sind solche Großanlagen Primärziele für Anschläge. Desertec ist auch eher wieder eine Sache von großen Energiekonzernen, damit die als Stromproduzenten wieder eine Abhängigkeit erzeugen können und so ihre Machtposition behalten.

Auch P4 meint, dass der Bedarf an Energie genau in diesen Ländern massiv steigen wird für Wasserversorgung, Desalination, Wiederaufforstung von Wüstengebieten wofür die Photovoltaik oder auch die thermische Stromnutzung hervorragend geeignet ist. Desertec würde wieder die alten Abhängigkeitsmuster von Lieferländern und Verbraucherländern bedeuten.

Die Meinung von P6 deckt sich im Wesentlichen mit den vorangegangenen Ausführungen. Diese Person spricht auch die Abhängigkeiten an und die politische Instabilität. Europa hätte während des arabischen Frühlings keinen Strom bekommen. Über das Stadium einer Idee ist das Projekt ohnehin noch nicht hinaus.

Für P8 stellt Desertec eine interessante Option dar, sehr viel Strom zentral herzustellen. Da müssen zwei Dinge klar sein:

- es werden jede Menge von langen Versorgungsleitungen nach Europa benötigt, die genauso versorgungssicher sind bezüglich Katastrophen, Terror oder Ausfall wie eine Gas-Pipeline nach Kasachstan. D.h. gar nicht
- Wenn Desertec fertig ist, muss darauf geachtet werden, wo der Strom dann verkauft wird und das wird vor Ort sein. In dieser Region, die sich industrialisiert und den Lebensstandard hebt, wird in den nächsten 20 Jahren sehr viel Strom benötigt. Da ist es aus Sicht der großen europäischen Energiekonzerne, die in so eine Großanlage investieren, besser, wenn diese den Strom in möglichst zentral gelegenen Kraftwerken produzieren, als wenn dort auf jedem Haus eine PVA montiert wird.

P8 findet es besser, wenn das Geld, das für eine Solaranlage in der Sahara eingesetzt wird, in Forschung von besseren Speichertechnologien fließen würde oder damit in Europa der Bau von Anlagen finanziert würde. Dadurch könnte viel mehr Versorgungssicherheit erhalten werden.

Die angedachte Technologie für Desertec ist konzentrierte Solarthermie mit angeschaltetem thermischem Kraftwerk. Diese Option ist für sonnenreiche Regionen in Südeuropa bestens geeignet um Grundlast herzustellen.

Die Desertec Idee ist ein typisches Beispiel für das alte Denken der Energiewirtschaft, findet P7. Durch die Übertragung geht ein Teil des produzierten Stromes verloren. Pro 1000km kommt es auch auf Hochspannungsebene zu ungefähr 3% Verlusten. Bei einem Transport von 5000km summieren sich die Verluste auf bis zu 15%. Eine andere Frage ist die tatsächliche Effizienz der Anlagen. Wenn eine PVA in der Wüste aufgestellt wird, wo es sehr trocken und staubig ist, verdeckt diese innerhalb kürzester Zeit. Wer reinigt diese dann und woher kommt das dafür benötigte Wasser? In Mitteleuropa regnet es regelmäßig und dadurch besteht kein Reinigungsbedarf. Auch von Bedeutung ist die Bewachung der Anlagen.

4.5.3.3 Synthese zu den unterschiedlichen Anlagentypen

Die im vorangegangenen Kapiteln aufgestellten Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- In Zukunft wird es einen Mix aus Klein- und Großanlagen geben.
 - Großanlagen sind für Großinvestoren interessanter und diese werden auch von der Politik bevorzugt. Außerdem sinken die Preise für Zellen wenn eine große Nachfrage herrscht. Des Weiteren gibt es einen großen Leistungsabnahmepunkt im Netz, aber auch einen großen Leistungsfehlpunkt.
 - Kleinanlagen sollten bevorzugt auf schon bestehende Flächen installiert werden. Freie Landfläche steht in Konkurrenz zur Landwirtschaft und zu anderen Energieträgern wie zum Beispiel Biomasse.
 - Es gibt genügend Potential auf Dächern.
 - Dezentrale Anlagen vermindern den Leitungsbedarf.
 - Durch Kleinanlagen wird die Abhängigkeit von großen Energiekonzernen reduziert.
-
- Die Idee zu **Desertec** gibt es schon einige Jahrzehnte. Dabei handelt es sich oftmals um konzentrierte Solarthermie mit angeschalteten thermischem Kraftwerk.
 - Die Investoren sind hauptsächlich große europäische EVU, die in Nordafrika ein großes Geschäft wittern. Durch die arabische Revolution wird der Energiehunger in dieser Region stark ansteigen.
 - Ein Problem ist der Stromtransport nach Europa. Über Stromleitungen ergeben sich enorme Verluste. Die Umwandlung in Wasserstoff und dann die Leitung über die Gaspipelines bringt auch viele Nachteile.
 - Tausch der derzeitigen Abhängigkeit vom Öl aus dem Nahen Osten mit einer Energieabhängigkeit von Nordafrika.
 - Wer bewacht oder reinigt die Anlagen.
 - Das Geld wäre besser in Forschung oder in den Anlagenbau in Europa investiert.
 - In politisch instabilen Regionen sind solche Großkraftwerke Primärziele für Terrorakte.
 - Es besteht die Gefahr, dass es dadurch wieder zu kolonialähnlichen Abhängigkeiten kommt und möglicherweise muss Europa seine Einflussosphäre militärisch absichern.

4.5.4 Speicherproblematik in der PV-Technologie

Ein grundsätzliches Problem erneuerbarer Energiebereitstellungsarten betrifft das Problem der Strom- bzw. Energiespeicherung. Auf diesen Punkt weisen viele Experten hin. PV hat den meisten Ertrag zwischen 10 Uhr früh und 2 bis 3 Uhr nachmittags und ist außerdem stark von der Sonneneinstrahlung abhängig. Ähnliche Diskontinuität der Energiebereitstellung gilt auch für die Windkraft. Die erzielt auch den größten Ertrag bei entsprechenden Windbedingungen. Geht zu viel oder zu wenig Wind, wird kein Strom generiert.

4.5.4.1 Speicherproblematik in der PV-Technologie bzw. Auswege aus dieser Problematik

P6 findet die Deckungsungleichheit der Angebots- und Nachfrageprofile bei PV und Windkraft als großes Problem. Das war in der Vergangenheit nicht so das Thema, weil die verschiedenen Typen von konventionellen Kraftwerken mehr oder weniger schnell an- und abgeschaltet bzw. geregelt werden konnten. Das kann zukünftig bei einer 100% erneuerbaren Energieversorgung problematisch werden. Das ist immer auch mit der Frage der Laststeuerung verknüpft. Schon in den 1970iger Jahren bei den Ölhochpreisphasen war das Demand-Side-Management ein großes Thema. Es gibt in den Netzen sehr viele Lasten die nicht unbedingt zu einem bestimmten Zeitpunkt auftreten müssen, sondern zeitlich verlagerbar sind. Das wird über bestimmte Anreize oder Vorschriften erreicht. Da gibt es sehr viele Projekte und Versuche um den Konsumenten durch entsprechenden Tarife signalisieren zu können, wann ist ein Überschuss im Netz und wann treten Knappheiten auf. Ein Beispiel aus der Vergangenheit sind die Rundsteueranlagen für Nachtstromspeicherheizungen in Wien aus den 1960iger und 1970iger Jahren.

Dieses Beispiel zeigt, dass verschiedene zeitliche nicht gebundene Lasten sprichwörtlich mit einer intelligenten Fernsteuerung bedient werden können. Alleine durch diese einfache Maßnahme wird viel erreicht. P6 sieht das Problem der Speicherung nicht als K.O.-Kriterium.

Ähnlich argumentiert P7. Dieses Problem der erneuerbaren Energien kann auch dadurch adressiert werden, indem geschaut wird, dass der Stromverbrauch entsprechend des Angebotes injiziert wird, zum Beispiel durch entsprechende automatisierte Tarifierungsanreize.

Wenn der Strompreis gering ist, gibt es ein Signal und manche Geräte schalten ein. Ein Schlagwort ist für diese Person ebenfalls das Demand-Side-Management. Als Beispiel führt dieser Experte die Kühlleistung eines Supermarktes an. Es gibt keinen Grund warum diese zu Mittag zwischen 12 Uhr und 1 Uhr ihre Höchstlast hat. Genauso gut ist es, wenn die Kühlleistung zwischen 9 Uhr und 10 Uhr vormittags ihre Höchstlast hat, dann kühlt das System 1 bis 2 Grad mehr hinunter als es notwendig wäre, kommt somit gut über die Mittagszeit und kann am frühen Nachmittag wieder kühlen. Damit kann das Lastmanagement variiert werden und es kommt zu keinem Nachteil in der Dienstleistung Kühlung.

Ein weiteres Beispiel, das in diese Richtung geht, liefert P5. Waschmaschinen und andere elektrische Geräte haben heutzutage in den meisten Fällen schon Mikroprozessoren eingebaut. Nun könnten diese verwendet werden um die Maschinen zentral einzuschalten wenn der Elektrizitätsbereinsteller findet, es ist ein günstiger Zeitpunkt. Der Energiebereitsteller hat den besten Überblick wann gerade ein Überschuss an Strom im Netz herrscht. Natürlich dürfen solche Entscheidungen nicht über die Köpfe der Be-

troffenen hinweg getroffen werden, wirft P5 ein. Diese Person wünscht sich eine gewisse „Promotion“ dieser Idee, damit die Bevölkerung das einfacher akzeptieren kann.

Auch P2 erwähnt das Thema Lastmanagement, das eine günstige und sinnvolle Möglichkeit, den Stromverbrauch an das Stromangebot anzupassen, darstellt.

Die Idee, den Verbrauch nach dem Stromangebot zu steuern, sprechen eigentlich alle Experten an, so auch P4. Da gibt es strategische Überlegungen für Haushalte, dass beispielsweise die Gefriertruhe in der Nacht vom Netz genommen wird und diese dafür um die Mittagszeit wieder auflädt. Das ist auch eine Frage der Steuerregelungstechnik an der massiv gearbeitet wird.

P4 wünscht sich intelligente Netze und intelligente Verbrauchsstrukturen.

P1 nennt Wind und PV als Alternative zur herkömmlichen Stromerzeugung. Obwohl ein Hauptproblem in der Energiespeicherung liegt. Eine bewährte Methode sind Pumpwasserkraftwerke, aber da gibt es nicht die erforderlichen Kapazitäten.

Ohne Speicherung lässt sich für P5 ein Netz mit alternativen Energien so gut wie überhaupt nicht realistisch planen. Aus Sicht von P5 sollten gerade im Alpenraum Wasserspeicherkraftwerke das Mittel der Wahl sein. Ersten sind sie ein erprobtes Mittel, zweitens habe sie einen recht großen Speicherrahmen und drittens eignen sie sich auch um Spitzenlast bereitzustellen. Im Nicht-Alpen Bereich gibt es Beispiel aus Deutschland, die zeigen, dass es auch möglich ist, in der Ebene solche Speicherkraftwerke zu bauen. Im Prinzip wird nur genügend Wasser benötigt, die Geländestruktur ist nicht mehr so der große Punkt.

Auf der einen Seite sind Pumpwasserkraftwerke mit den Wasserkraftwerken relativ stark ausgelastet, befindet P3. Andererseits werden viele Speicher für die künstliche Beschneidung von Schipisten gebaut, da ist anscheinend doch noch einiges an Kapazität vorhanden. Pumpspeicher sind für diese Person und auch für P8, der aber auch auf die Kapazitätsgrenzen hinweist, die idealen Speicher.

P7 führt einen großen Vorteil der PV an. Grundsätzlich ist diese Technologie gut in das Stromnetz integrierbar, weil genau dann, wenn PV ihre Spitzenlast zur Mittagszeit generiert, tritt eine Lastspitze im Stromnetz auf. In Deutschland sind schon so viele Kapazitäten an PV installiert, dass an manchen Tagen zu Mittag keine Lastspitze mehr auftritt, sondern eine Stromdelle, das heißt, es braucht in dieser Tagesphase eigentlich weniger Stromerzeugung.

Grundsätzlich glaubt P7, falls das zukünftige System sehr stark auf Wind und PV aufbaut ist, dass diese Anlagen einfach zu gewissen Zeiten abgeschaltet werden. Derzeit wird das als Verschwendung darstellt, wenn die Stromerzeugung nicht genutzt wird. Aber PV wird einmal so billig und effizient werden, dass es zukünftig keine Rolle spielt, wenn Anlagen zu gewissen Zeitpunkten abgeschaltet werden um die Netze nicht zu stark zu belasten. Es ist ja nicht so wie bei fossilen Energieträgern, dass ein Rohstoff, der mühsam zusammen getragen werden musste, ungenutzt verpufft. Sondern es handelt sich dabei um die Solarstrahlung, die eigentlich in beinahe unbegrenztem Ausmaß vorhanden ist. Es macht keinen Sinn zu sagen, jede erzeugt kWh muss auch genutzt werden. Deswegen wird die Anzahl der Speicher so dimensioniert werden, dass die Verschiebung zu den anderen Tageszeiten gut bewältigt wird. Aber die Verschiebung wird nicht nur über Speicher realisiert, sondern über Tarifierungsanreize und über andere technische Möglichkeiten wie Demand-Respond, Demand-Side-Management u.a. Wenn dann noch immer mehr Strom da ist, dann wird dieser einfach nicht genutzt.

Es gibt auch schon Überlegungen, PVA genau nach Osten oder Westen auszurichten. Dadurch kann auch in den Morgen- und Vormittagsstunden bzw. Abendstunden bedeutende Anteile von PV-Strom in das Netz eingespeist werden. Natürlich haben diese Anlagen einen geringeren Jahresertrag. P7 meint, dass diese vielleicht um 30% weniger Jahresertrag liefern, aber dadurch liefert die PVA über den gesamten Tagesverlauf Solarenergie.

P6 meint dazu, aus kaufmännischer Sicht muss der Ertrag einer PVA mit dem Wert des Stromes zum Zeitpunkt X multipliziert werden, um den tatsächliche Gewinn zu erhalten.

Eine weitere Lösungsstrategie liegt in der Verteilungsstruktur. P5 meint, dass, rein von den unterschiedlichen Klimaverhältnissen zwischen Nord- und Süddeutschland, sich Ausfälle von PV im Süden durch Windkraft im Norden kompensieren lassen. Der Strom muss nur richtig verteilt werden. Diese Ideen spielen in den Bereich neuer Verteilungsstrukturen, smart grids oder intelligenter Netze hinein, die auf derartige Situationen besonders gut gestaltet sind.

P7 erwähnt, dass PV aus der Charakteristik der Technologie heraus die Eigenschaft hat, dass es eher in kleinen Einheiten von 1 bis 5kW, manchmal auch bis zu 100kW, verwirklicht wird. Wenn es zu einer starken Verbreitung dieser Art der Energiegewinnung kommt, hat das natürlich Auswirkungen auf die Regelung des Stromnetzes und da vor allem auf die Verteilungsstruktur. Da gibt aber es schon Lösungsansätze wie zum Beispiel in Deutschland die Niederspannungsrichtlinie. Darin wird genau festgelegt, dass diese vielen kleinen Erzeuger in die Pflicht genommen werden, die Stabilität, die Qualität und die Sicherheit des Netzes zu gewährleisten. Da ist aber ein Umdenken gefragt, wie die zukünftigen Netze betrieben werden. Da gibt es eben kein Großkraftwerk mehr, das mit einem Schalter sämtliche Netzeigenschaften beeinflussen kann sondern das machen dann viele tausend Kleinkraftwerke. Dieses Netz stellt zudem auch andere Ansprüche an die Wechselrichter. Diese müssen entsprechende Funktionalitäten haben, um auf Schwankungen bei der Frequenz oder bei der Spannung richtig zu reagieren.

Die Netze, die derzeit eher eine hierarchische Struktur aufweisen, ausgehend von einem Großerzeuger werden immer kleiner werdende Leitungen zu den Verbrauchern gelegt, sind eigentlich untypisch. Das hat sich in den letzten Jahrzehnten so etabliert. Die Geschichte der Stromerzeugung in Österreich zeigt, dass es immer schon viele Kleinkraftwerke, vor allem auf Basis Wasserkraft, gegeben hat. Vom gesamten Stromerzeugungsmix haben wir in Österreich von je her ungefähr 8-9% aus kleiner Wasserkraft.

In die Struktur neuer Netze wird sowohl vom Forschungsstandpunkt aus auch vom Entwicklungsstandpunkt sehr viel investiert, meint auch P5.

Die Entwicklung in Richtung smart grids ist schon im Gange, erklärt P2. Da gibt es auch viele Forschungsprojekte dazu. Ein weiterer interessanter Punkt ist die Netzspeicherung, das wird in den smart grids Projekten berücksichtigt. Die Netze der Zukunft müssen schneller verschalten und ausgleichen können, auch um regional unterschiedliche Angebots- und Nachfrageprofile zu kompensieren.

Deutschland setzt auf Netzspeicherung, meint P3.

Bei einer großflächigen Realisierung der PV-Technologie wird ein gewisser Ausgleich der Diskontinuität gewährleistet, meint P3. Falls in Wien gerade schlechtes Wetter herrscht, ist es woanders vielleicht sonniger, und die nicht lukrierte aber benötigte Energie für Wien kann beispielsweise von einem anderen Bundesland bereitgestellt werden.

Eine Möglichkeit der Realisierung von erneuerbaren Energien stellt ein riesiges Verbundnetz dar, darauf weist auch P8 hin. Dadurch wird Strom immer dort erzeugt, wo es eben gerade möglich ist und über die Größe des Verbundnetzes können auch Regionen mit Energie versorgt werden, in denen es gerade keinen Sonnenschein gibt oder windstill ist. Daraus resultieren natürlich verbundnetztechnische Probleme.

Eine weitere Lösungsmöglichkeit, die P2 erwähnt, liegt dort wo das Stromnetz mit anderen Energienetzen in Verbindung tritt. Über Solarstrom kann Wasserstoff hergestellt werden und dieser mittels CO_2 zu Methan weiterverarbeitet werden. Das Methan wird dann in das Erdgasnetz eingespeist. Bei Spitzenlast kann daraus wieder Strom erzeugt werden. In so einer Wechselwirkung zwischen Gas- und Stromnetz liegt sehr viel Potential. Ähnliche Überlegungen gibt es aber auch bei Strom und Wärme oder Treibstoff. Da sind verschiedene Speicherlösungen angedacht, die keine eigentlichen Speicher sind, sondern Verlagerungsmöglichkeiten.

P3 kann sich vorstellen, mit der aus PV zu Spitzenzeiten produzierten Strommenge, Wasserstoff herzustellen. Das würde sich stark anbieten, falls sich die Mobilität auf den Energieträger Wasserstoff umstellt. So gesehen hält P3 die PV nicht unbedingt als stromgebunden Energieform. Als Grundlage sollte die Überlegung sein, wo kann das was jetzt an Strom gewonnen wird am Sinnvollsten eingesetzt werden. Wasserstoff ist ein relativ flexibler Speicher.

Die Umwandlung in Wasserstoff oder Methan wird auch von P8 angesprochen. Wasserstoff hat natürlich viele Nachteile aber auch einige Vorteile. Der Methanisierung steht P8 skeptisch gegenüber, da die Idee, sauberen Solarstrom in die CO_2 produzierende Energieform Erdgas umzuwandeln, irgendwie kontraproduktiv ist. Das sind Übergangslösungen oder Lösungen die für kritische Fälle in Betracht gezogen werden sollten.

P8 erwähnt CSP (Concentrated Solar Power) Kraftwerke. Diese stellen eine Möglichkeit der Speicherung dar. Das sind Kraftwerke die die Sonnenenergie konzentrieren und damit eine Art Salz bis zur Flüssigkeit erhitzen, das sind 500°C oder 600°C . Dieses Salz, das eine große Wärmekapazität hat, speichert die Wärmemenge und kann damit über einen normalen Dampfturbinenkreislauf einen Generator betreiben. Der Vorteil ist, dass dieses Salz in einem großen Tank zwischengespeichert werden kann und den Kraftwerksoutput für 24 Stunden garantiert. Das funktioniert aber nur für sonnige Regionen.

Eine weitere Speichermöglichkeit erwähnen P8 und P3. In der Schweiz werden Kavernen gebaut, das sind innerbergische, unterirdische Kraftwerke. Dabei handelt es sich aber um ähnliche Konzepte wie beim oberirdischen Pumpspeicherkraftwerk. Es gibt eben nur eine gewisse Anzahl an Alpenregionen und dementsprechend können damit vielleicht Spitzen abgefangen werden, aber den Energiestrom Europas kann nicht für 3 Tage gespeichert werden.

P1 und P8 erwähnen Lagerenergiespeicher. Da ist die Idee Granitberge hydraulisch in die Höhe zu setzen. Es handelt sich wieder eine Art Pumpkraftwerk aber aus Gestein. Dabei soll ein Zylinder von rund 1km Durchmesser aus dem Granitgestein geschnitten werden. P1 hat gelesen, dass, bei einem Durchmesser von 1km und bei Anhebung des Zylinders um 500m, mit zwei solchen Pumpkraftwerken der Energiebedarf Deutschlands für einen Tag gespeichert werden kann. P8 glaubt, dass die Speichermenge mit der 4. Potenz des Radius skaliert. Allerdings ist das ein reines Konzept, da gibt es noch keine technischen Prototypen davon. Dabei können beliebig viele technische Hindernisse auftreten und diese zu lösen kann möglicherweise sogar länger dauern als zum Beispiel eine Realisierung von ITER.

P1 erwartet sich wesentliche Fortschritte in der Batterietechnik. Diese Verbesserungen werden auch durch den Einsatz von Elektroautos vorangetrieben. P2 und P4 erwähnen physikalische, elektrochemische Speichermöglichkeiten. Auch P3 sieht großes Verbesserungspotential bei den Speichermöglichkeiten von Akkumulatoren. P8 kann sich elektrische Speicher vorstellen. Nur müssen diese umweltverträglich, preiswert und zuverlässig sein.

Bei einer konsequenten Umsetzung der Idee des Solarstromes (wenig CO₂-, und Schadstoffemissionen) muss so weit gegangen werden, dass elektrische Speicher um beinahe jeden Preis verwirklicht werden müssen, meint P8. In den letzten 30 Jahren wurden große Fortschritte bei den Akkus gemacht, es gibt keinen Grund anzunehmen, dass es in den nächsten 30 Jahren bei dieser Technologie keine Entwicklungen gibt.

Ein ideales Kombinat setzt sich aus dezentraler Erzeugung und dezentraler Speicherung zusammen.

Obwohl, wie P4 anmerkt, der optimale Speicher noch nicht gefunden ist.

Für P5 stellen Verbrennungskraftwerke auf biogener Basis eine sinnvolle Option dar um Ausfälle von Wind und PV kompensieren zu können. In Österreich eignen sich Hackschnitzel, Gärgase oder sonstige speicherbare Primärenergieträger dafür. Um den Anforderungen Genüge zu tun, muss die Möglichkeit der Speicherung gegeben sein und die Kraftwerke müssen schnell anschaltbar sein.

4.5.4.2 Synthese zur Speicherproblematik in der PV-Technologie

Die im vorangegangenen Kapitel aufgestellten Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- Bei Wind und PV gibt es eine Deckungsungleichheit der Angebots- und Nachfrageprofile.
- Demand-Side-Management bzw. Lastmanagement stellen Lösungsoptionen zur Speicherproblematik dar. Es ist sinnvoll zeitlich nicht gebundene Lasten nach dem Angebot am Strommarkt zu richten und elektronische Geräte dann zentral einzuschalten wenn der Elektrizitätsbetreiber findet es ist ein günstiger Zeitpunkt.
- Durch ein sehr großes Verbundnetzsystem können regionale Ausfälle abgedeckt werden. Beispielsweise können Ausfälle von PV im Süden Deutschlands durch Windenergie aus dem Norden kompensiert werden.
- Viel Potential liegt in der Netzspeicherung und bei smart grids. Stichwort intelligente Netze und intelligente Verbrauchsstrukturen.
- Viele kleine PV-Betreiber müssen die Stabilität und die Sicherheit der Netze gewährleisten: deutsche Niederstromrichtlinie.
- Pumpwasserkraftwerke stellen eine sehr gute Option für Alpenregionen dar. Diese sind ein erprobtes Mittel, haben einen großen Speicherrahmen und kön-

nen Spitzenlast bereitstellen. Leider sind die Kapazitäten beschränkt bzw. durch die Wasserkraft schon ziemlich ausgelastet.

- Lagerenergiespeicher hätten ein sehr großes Potential und könnten riesige Speichermengen bereithalten, leider ist die technische Umsetzung äußerst schwierig.
- Kavernenspeicher sind auch interessant. Da stellt sich wieder die Kapazitätenfrage.
- Concentrated-Solar-Power Kraftwerke bieten eine Speichermöglichkeit. Standorte im sonnigen Süden kommen dafür in Frage.
- Eine aussichtsreiche Option bietet die Umwandlung von Solarstrom in andere Energiearten wie zum Beispiel Wasserstoff oder Methan. Diese Technologie besitzt aber auch ihre Nachteile.
- Großes Potential liegt in der Batterietechnik.
- PVA genau nach Osten oder Westen hin ausrichten, damit über den ganzen Tag verteilt Solarstrom ins Netz eingespeist wird.
- Um Ausfälle von PV und Wind zu kompensieren eignen sich Verbrennungskraftwerke auf biogener Basis.

4.5.5 Unterschiedliche Solarzellenproduktionsformen

Unterschiedliche marktbeherrschende Solarzellen werden über Experteninterviews auf ihre Vor- und Nachteile untersucht.

4.5.5.1 Vor- und Nachteile unterschiedlicher Solarzellentypen

Die Frage, welche Art von Solarzellen im Hinblick auf ihre zukünftige Verbreitung in der Praxis das größte Potential hat, wird unterschiedlich beantwortet. P8 glaubt, dass es einerseits vom Anwendungsfall abhängt und andererseits von zukünftigen Entwicklungen, die derzeit noch nicht abzuschätzen sind. Bei den kristallinen Zellen werden Fortschritte gemacht und dort ist auch noch ein großes Kostensenkungspotential vorhanden, indem diese Zellen einfach dünner produziert werden.

Wichtig bei dieser Frage sind auch der Wirkungsgrad, die Langlebigkeit und die Degradationserscheinungen. Der Wirkungsgrad von kristallinen Zellen liegt bei ca. 20%. P2 meint, bei Umrechnung dieser Wirksamkeit auf fossile Verbrennung ist das ein sehr guter Wert.

Außerdem ist noch der Anwendungsfall bedeutsam, wenn beispielsweise nur eine begrenzte Fläche zur Verfügung steht, sind Technologien vorteilhaft, die einen hohen Wirkungsgrad haben, meint P8. Falls mobile Integration auf Booten gewünscht ist oder in Regionen wo viel Nebel oder Schlechtwetter herrscht, kann es besser sein, wenn Dünnschichtzellen verwendet werden, weil die einen besseren Jahresertrag haben. Bei Gebäudeintegration kann es von Vorteil sein, wenn amorphes Si verwendet wird, weil diese Art von Zellen bei Überhitzung am wenigsten leiden, und sogar einen Teil ihrer Anfangsdegradation zurück entwickeln können. Aber prinzipiell wachsen alle Technologien in ihrer Leistung. Diese Person meint außerdem, dass die kristallinen Zellen sehr zuverlässig sind, weil sie auch gut entwickelt sind und dass es diese deswegen noch lange geben wird. Die derzeitigen Hauptkandidaten bei der Dünnschichttechnologie sind: CIS-, CdTe- oder amorphes bzw. mikrokristalline Si oder Kombinate davon. Einige dieser Technologien werden naturgegeben Probleme bekommen, Stichwort Rohstoffknappheit bei Indium und Tellur. Natürlich werden diese Stoffe nach Ablauf der Lebensdauer eines Modules wieder recycelt, aber das dauert eben 25-30 Jahre, ansonsten müssen diese Elemente sublimiert werden oder Zellen, die auf diese Stoffe angewiesen sind, werden keine Rolle spielen. Die Dünnschichttechnologie ist derzeit relativ preiswert und erleichtert uns den Umstieg auf erneuerbare Energien, aber da kann es, zu Problemen kommen.

Die Frage welche Zelle in den nächsten 10 bis 20 Jahren die Dominate am Markt sein wird, lässt sich relativ leicht beantworten, wenn die Fabriken in Fernost zusammen mit den dortigen Produktionskapazitäten betrachtet werden. Dort werden enorme Mengen an mono- und multikristallinen Si-Zellen produziert. Si hat auch den Vorteil, dass es in beinahe uneingeschränkter Menge auf der Erde vorhanden ist. Diesen Pluspunkt, bei den auf Si gründenden Zellen, erwähnt jede Gesprächsperson. Dieses Element ist das häufigste in der Erdkruste, wie mehrere Experten anmerken und deswegen wird es da zu keinen Rohstoffengpässen kommen.

Auch P7 ist der Meinung, dass aus heutiger Sicht, die Si-Zellen langfristig das größte Potential haben, eben wegen der Rohstoffproblematik bei Cd, Te oder In. Außerdem glaubt diese Person nicht, dass sich Solarzellen durchsetzen werden, bei denen ein Schwermetall eingesetzt wird. Bei der Verwendung von seltenen Erden wird der Preis für die Zellen sehr stark ansteigen, was von allen Experten als großer Nachteil angesehen

hen wird. P7 meint, dass die momentane monokristalline Si-Zelle nicht der Weisheit letzter Schluss ist.

Die Zukunftstechnologien werden multiple Strukturen wie Tandem- oder Trippelsolarzellen sein, bei denen auf die Si-Schicht noch eine 2. oder 3. Schicht aufgedampft wird.

Wenn auch heute noch einkristalline Module oder Zellen einen sehr starken Anteil am Markt haben, geht die Tendenz über kurz oder lang zur Dünnschichttechnologie, ist P7 überzeugt. Erstens werden dort die Wirkungsgrade auch steigen und zweitens wird bei der Erzeugung wesentlich weniger Energie als bei kristallinen Zellen benötigt. Bei der Dünnschichttechnologie werden ungefähr 200°C für die Produktion benötigt, im Gegensatz zu 1000°C zur Herstellung von solarem Si. Außerdem ist die Schichtdicke nur einige μm während bei den anderen 200 μm gang und gäbe sind. Deswegen ist für diese Person die Zukunftstechnologie Dünnschichtzellen auf Si-Basis. Das sind Zellen die amorphes Si als Basis haben und darauf sind noch 2 bis 3 andere mikro-amorphe Schichten aufgedampft, sodass vernünftige Wirkungsgrade in der Größenordnung von zumindest 20% erreicht werden. Die physikalische Wirksamkeit bei Dünnschichtzellen ist schon bei 1 μm gegeben. Heute sind die Zellen 100 Mal dicker als es physikalisch notwendig wäre. Weil es an geeigneten Mechanismen fehlt die Zellen möglichst dünn zu schneiden. Außerdem besteht, wenn die Zellen so dünn sind, die Gefahr des Bruches und das Handling, also die Weiterverarbeitung, gestaltet sich schwierig. Andererseits das Aufdampfen funktioniert, nur sind die Wirkungsgrade noch nicht so gut. Aber P7 ist sich ganz sicher, dass das Aufdampfen und damit die Herstellung genau der Schichtdicke die benötigt wird, damit der physikalische Prozess möglich ist, diese 1 bis 2 μm , einmal so optimiert werden wird, dass dann auch Wirkungsgrade entstehen, die mit den anderen vergleichbar sind. In diesem Bereich wird gerade viel geforscht. Bei diesen Dünnschichtzellen schauen dann natürlich auch die Treibhausgasbilanzen besser aus, weil weniger Energie zur Herstellung gebraucht wird. In der Regel wird sehr viel weniger solar-grad Si für das Aufdampfen verwendet und die Herstellung von diesem Reinstsilizium ist sehr energieaufwendig.

Die CdTe-Dünnschichtzellen haben für P7 schlechte Voraussetzungen, weil diese Schwermetalle beinhalten und die Bevölkerung, die Käufer von Modulen, diese aus psychologischen Gründen nicht verwenden werden. Neben dem Thema der Energieeffizienz, wird in der Zukunft ein wichtiges Thema sein, nur zu 100% recycelfähige Rohstoffe einzusetzen. Zukünftig werden das geschlossen Kreisläufe sein. Aus alten Modulen bzw. Zellen werden die Rohstoffe rausgeholt und wieder neue daraus gebaut. Und bei diesen Kreisläufen sollten keine ökologisch bedenklichen Stoffe wie zum Beispiel Schwermetalle verwendet werden.

Ferner schätzt P5 Si-Zellen in kristalliner und amorpher Form als Favoriten ein, auch weil Si in ausreichenden Mengen vorhanden ist. Diese Person merkt aber an, dass Si auch Nachteile, den energieintensiven und zeitaufwendigen Herstellungsprozess, hat. CdTe ist für P5 grundsätzlich ein interessantes Material, aber diese Person glaubt ebenfalls, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung für eine Technologie, in der Schwermetalle zum Einsatz kommen, sehr gering ist.

P4 meint, dass es im Dünnschichtzellenbereich das größte Ausbaumvolumen gibt und dass für die PV-Produktion an sich, seltene Erden keine Voraussetzung sind. Außerdem glaubt diese Person auch nicht, dass es einen ernsthaften Mangel an diesen Rohstoffen gibt. Seine Auffassung ist, dass die Technik Sonnenlicht in elektrischen Strom umzuwandeln soweit bekannt und ausgereift ist, dass es in diesem Bereich zu keinen Rohstoffengpässen kommen wird und außerdem werden in der Forschung Fortschritte erzielt und neue Dinge erfunden werden.

Bei sämtlichen Ressourcen, die die Menschheit in den letzten 100 oder 200 Jahren verwendet hat, hat es manche gegeben, bei denen gesagt wurde, die werden knapp und dann wurden neue Lagerstätten gefunden oder neue Recyclingmethoden entwickelt und diese Stoffe waren wieder weniger knapp. So eine Entwicklung kann nicht zu 100% vorausgesagt werden, sondern nur aus heutigem Wissen wird sich das verknappen oder weniger verknappen.

Für P3 stellt die Frage nach dem größten ökonomischen Output ein wichtiges Kriterium dar. Welche Zelle kann billig und schnell hergestellt werden. Der größte energetische Output wäre eigentlich für Tandemsolarzellen zu erwarten, aber diese sind dann auch wieder relativ teuer. Außerdem muss der Energieinput bei der Produktion betrachtet werden. Des Weiteren ist die Lebensdauer von Bedeutung, die aber von Lokalität zu Lokalität verschieden ist. Bei Betrachtung aller dieser Parameter sind für P3 die amorphen Zellen am vielversprechendsten. Bei optimaler Ausnutzung vorhandener Fläche wird sich die Technologie durchsetzen, die den höchsten Wirkungsgrad hat.

P1 glaubt, dass die kristalline Solarzelle dominant bleiben wird, also sämtlich auf Si basierenden Technologien. Si ist derzeit so billig, dass Dünnschichtzellen derzeit nicht mit der herkömmlichen kristallinen Technologie konkurrieren können, deswegen sind zurzeit auch amorphe Si-Zellen nicht von Bedeutung.

Die CIS oder auch die CdTe-Zellen hätten eigentlich ein großes Potential, aber bei dieser Technologie gibt es ein Rohstoffproblem.

Wenn Österreich weg von den herkömmlichen Energiebereitstellungsarten (Kohle, Öl) kommen will, bleibt nur die PV übrig, erwähnt P1. Geothermie oder Wind haben nicht das Potential. Da bleibt dann nur Si übrig. Nur dort sind die notwendigen Mengen an Rohstoffen verfügbar. Die Si-Zellen werden auch immer dünner. Die Dicke der Wafer war früher rund 300µm, während die heutigen Wafer nur mehr 150 bis 180µm dick sind. Das ist eine Halbierung und dementsprechend nimmt auch der Rohstoffverbrauch beim Si kontinuierlich ab.

P6 meint, dass im österreichischen Markt hauptsächlich mono- und polykristalline Zellen zum Zug kommen. Wer eine Anlage auf ein Einfamilienhausdach installieren möchte, hat nicht beliebig Fläche zur Verfügung und dann werden bevorzugt Zellen mit einem hohen Wirkungsgrad verwendet, um den Ertrag zu maximieren. Auf der einen Seite sind die Investitionskosten für die Module und auf der anderen Seite die Wirkungsgrade und Jahreserträge. Bei Berechnung dieses Verhältnisses wird sich der Fokus automatisch auf jene Zellen hin verlagern, die dabei den besten Output haben. Wenn es zu einer Verknappung dieser seltenen Rohstoffe bei den CIS- und CdTe-Zellen kommt, dann wird der Preis von diesen Zellen steigen und sie werden sich am Markt nicht behaupten können.

Die mono- und polykristallinen Zellen beherrschen derzeit den Markt. 85% bis 90% der weltweit produzierten Zellen basieren auf Si. Dann gibt es noch die CdTe-Zellen, auf die die Firma First Solar beinahe ein Monopol hat. Praktisch 99% aller CdTe-Zellen werden von dieser Firma gefertigt, erklärt P7, und diese machen 7% bis 8% vom Markt aus. Der Rest sind dann CIS- und CIG-Zellen, ein vernachlässigbarer Teil fällt noch auf die GaAs-Zellen.

4.5.5.2 Synthese zu den unterschiedlichen Solarzellenproduktionsformen

Die im vorangegangenen Kapitel aufgestellten Erkenntnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst.

- Welche Zelle zum Einsatz kommt hängt sehr stark vom Anwendungsfall ab.
- Grundsätzlich gibt es aber bei jedem Zellentyp großes Entwicklungspotential. PV steckt noch in den Kinderschuhen und viele zukünftige Entwicklungen sind noch nicht absehbar
- Bei einer starken Verbreitung der PV können nur auf Si basierende Zellen in dem gewünschten Ausmaß produziert werden. Si ist das häufigste Element der Erdkruste, daher wird es bei diesen Rohstoffen keine Engpässe geben
- CIS- und CdTe-Zellen beinhalten seltene Rohstoffe und diese werden bei einer Verknappung sehr teuer werden, außerdem herrscht wenig Akzeptanz in der Bevölkerung für die Verwendung von Schwermetallen.
- Derzeit werden vor allem in China enorme Mengen an poly- und monokristallinen Zellen produziert. Das bedeutet für die nächste Jahrzehnte wird diese Technologie den Markt beherrschen
- Fortschritte erwarten sich viele Experten bei den amorphen auf Si basierenden Dünnschichtzellen. Diese brauchen wesentlich weniger Energie zur Herstellung, leider haben sie derzeit noch einen relativ geringen Wirkungsgrad. Dieser kann in Zukunft aber durch Aufdampfen von mikro-amorphen Schichten auf eine Basis aus amorphen Si erhöht werden.
- Eine wichtige Frage ist immer: Welche Zelle hat den größten energetischen Output bei geringsten Umwelteinflüssen und Kosten? Diese wird den Markt dominieren.

4.5.5.3 Neue Entwicklungen in der PV-Technologie und Blick in die Zukunft

P1 ist sich sicher, dass es in Zukunft eine Standard Silizium Zelle geben wird, die einen Wirkungsgrad von 40% aufweist. Theoretisch gibt es schon Rezepte um einen Wirkungsgrad von bis zu 60% und mehr zu erreichen.

Der Weltrekord bei einer normalen, single junction Si-Zelle liegt derzeit bei 23%. Dabei wird aber das ganze UV und Infrarot-Licht nicht verwendet. Da gibt es die Idee, auf die Si-Schicht eine andere Schicht mittels Quantendots aufzutragen, die das UV-Licht schluckt und stattdessen niederenergetische Photonen aussendet. Dadurch erhöht sich die Effizienz. Es wird versucht ein möglichst breites Frequenzspektrum des Lichtes auszunützen. Eine weitere Möglichkeit das zu verwirklichen besteht darin, Solarzellen mit unterschiedlichen Energielücken (multi junction) miteinander zu verbinden, oder es werden verschiedene Konverterschichten eingebaut.

P3 erwähnt Hybridsysteme. Das sind Sonnenkollektoren die im Winter mit einer dunklen Flüssigkeit belegt sind und sich zur Heizung eignen und im Sommer werden diese mit einer fluoreszierenden Flüssigkeit gefüllt so dass Strom gewonnen werden kann.

P8 nennt einige futuristische Beispiele. Das ist zum Beispiel die Herstellung einer Solarzelle mittels Rollentiefdruck. Das könnte mit wenig Kosten produziert werden. Nur stellt sich die Frage wie groß die Wirkungsgrade sind. Oder die Zelle, die zu Hause auf einem Tintenstrahldrucker ausgedruckt werden kann. Ein berühmtes Beispiel ist der so ge-

nannte Solarlack. Das sind Solarzellen, die wie eine Wandfarbe aufgerollt werden können und dann werden akzeptable Wirkungsgrade erzielt, das ist derzeit noch nicht möglich, stellt aber eine Option für die Zukunft dar. Diese Beispiele nennt P8 auch im Hinblick auf alternative Marktchancen um mit den Großproduzenten aus Fernost konkurrieren zu können. Die PV-Industrie steckt derzeit noch in den Kinderschuhen und es wird noch sehr viel in die Forschung investiert.

4.5.6 Energieautonomie für Österreich

Die Frage ob Österreich vollständig und in näherer Zukunft seinen Energiebedarf rein auf nachhaltiger Basis erneuerbarer Energiebereitstellungsarten gewährleisten kann, wird von den Experten sehr unterschiedlich beantwortet. Da ist es immer wichtig was genau unter Energiebedarf verstanden wird. In Österreich macht Strom 20% des Gesamtenergieaufkommens aus. Der Hauptanteil an der Gesamtenergie liegt im Wärmebereich und im Verkehr.

4.5.6.1 Potential für ein energieautonomes Österreich

P8 meint, dass eine Energieautonomie mit der derzeitigen Energiepolitik in absehbarer Zeit nicht möglich ist. Das Potential wäre eigentlich vorhanden, das bedeutet diese Energieunabhängigkeit wäre bei entsprechenden Anstrengungen zu erreichen.

Österreich hat schon eine gute Ausgangslage durch den hohen Anteil an Wasserkraft. Über 50% des Stromes wird durch die Wasserkraft bereitgestellt. Die Windkraft wird stark ausgebaut und da ist auch noch einiges an Ausbaumöglichkeiten vorhanden. Es existiert ein ziemlich limitiertes Potential an Bioenergie. Der Fußabdruck ist energiebilanztechnisch negativ, das heißt wir bräuchten das 2 bis 4 fache, je nach Berechnungsmethode, an Fläche. Diese Technologie wird demzufolge nicht allzu viel beitragen können. Außerdem steht Biomasse in Konkurrenz mit dem Anbau von Nahrungsmitteln u.a.

Aber in Österreich gibt es ein sehr großes Potential an Solarenergie.

70% der Gesamtenergie sind thermische Energien. Durch einfache thermische Isolation von Gebäuden oder durch die erneuerbare Bereitstellung von thermischen Energien kann sehr viel eingespart werden. Beim Stromsektor kann die PV eine große Rolle spielen.

Da die derzeitige bis 2020 ausgerichtete Politik dem Ausbau von PV fast entgegenwirkt, ist klar, dass Österreich in näherer Zukunft nicht erneuerbar energieautonom sein wird. Möglich wäre es mit relativ geringem Aufwand, ist P8 überzeugt. Alleine die Strafzahlungen (eine Milliarde) für CO₂-Zertifikate hätten viel besser investiert werden können

Realistisch betrachtet scheitert es am politischen Willen, meint P8.

PV ist die einzige Energieform die immer billiger wird und deshalb ist es nur eine Frage der Zeit bis in Österreich genau so viel installiert ist wie in Bayern. Das heißt das Potential auf den Dächern wird voll ausgenutzt und zusätzlich gibt es noch größere Anlagen auf ungenutzten Freiflächen.

P8 ist überzeugt, dass die Energieautonomie kommen wird, nur stellt sich die Frage ob österreichische Firmen davon profitieren oder nicht. Je länger wir mit dem Ausbau warten desto teurer wird er für uns.

So gesehen blickt P8 positiv in die Zukunft.

P7 meint, dass der Strombereich relativ leicht erneuerbar abgedeckt werden kann. Auch weil es in Österreich gute Voraussetzungen mit Wasserkraft und Wind gibt. Wenn da noch PV mitspielt geht sich die erneuerbare Strombereitstellung schnell aus.

In Österreich gibt es genügend solares Potential, um 10 bis 15% des Stromes aus PV generieren zu können.

Probleme sieht diese Person aber bei der Gesamtenergie (75-80% fallen auf Heizung und Transport).

Im Transportbereich wird sehr stark auf Elektromobilität gesetzt, aber da gibt es zum Beispiel für den Schwerverkehr noch keine Konzepte, sondern da handelt es sich fast ausschließlich um den Personenverkehr. Die Frage nach der Mobilität muss anders gelöst werden. Der Transport wird in Zukunft öffentlich und privat kombiniert sein. Nur mehr regionale Wege werden mit Individualverkehr getätigt und längere Distanzen zum Beispiel zwischen größeren Städten werden öffentlich mit der Bahn zurückgelegt. Wobei der öffentliche Verkehr optimiert werden muss, das heißt die Bahn muss schneller werden.

P7 glaubt, dass der Anteil von Strom am Gesamtenergieaufkommen steigen wird. Strom hat physikalisch betrachtet den höchsten Exergie Faktor 1. Elektrische Energie kann in alle anderen Energieformen umgewandelt werden, in chemische, in thermische, in mechanische u.a. Strom ist ein sehr universeller und gut transportierbarer Energieträger.

Die Gebäudeheizung oder die Gebäuderaumwärme wird derzeit noch fossil bereitgestellt. Wenn nun eine Verlagerung in Richtung Passivhäuser und Niederenergiehäuser kommt, resultiert daraus ein höheres Aufkommen von Strom in der Gesamtenergiebilanz, weil diese Häuser oft Wohnraumlüftungssysteme oder Wärmerückgewinnung eingebaut haben.

Wenn ein Haus wirklich sehr gut wärmegedämmt ist, dann kann eine elektrische Heizung für nur wenige sehr kalte Tage im Jahr die energetisch effizienteste Variante darstellen.

P7 meint, dass für die Zukunft Energieeffizienz und Wärmedämmung von Häusern wichtige Punkte darstellen.

P6 meint sarkastisch, dass es ganz einfach wäre die Abhängigkeiten von fossiler Energie zu beseitigen. Eine einfache Möglichkeit wäre es, den Preis für fossile Energie mit einem Faktor 5 oder 10 zu multiplizieren, oder den Öl- und Gasimport zu stoppen. Dann kommt eine 100 prozentig erneuerbare Energiebereitstellung sehr rasch. Das würde natürlich zu einem volkswirtschaftlichen Chaos führen und ist deshalb unerwünscht. Aber Europa war von so einer Situation gar nicht so weit entfernt, als die russischen Gaslieferungen vor 2 Jahren ausblieben.

Langfristig glaubt P6, dass es bis 2050 für Österreich möglich sein wird bedeutende Anteile von Strom und Wärme aus Erneuerbaren herzustellen. Im Bereich Strom und Wärme sieht P6 sehr positiv in die Zukunft. Wenn sich die Akteure nicht rechtzeitig darum bemühen wird es von alleine passieren, das ist aber volkswirtschaftlich nicht optimal.

Wo P6, wie auch andere Experten, große Defizite und Probleme sieht ist im Verkehrsbereich, sowohl Transport als auch Personenverkehr an Land und in der Luft. Der Luftverkehr wird beispielsweise in keinen Energiebilanzen aufgelistet. Dort stehen nur die nationalen Bilanzen drinnen. Also das Problem ist weitaus größer als es dargestellt wird.

Das momentane Energie- und Gesellschaftssystem ist eine kurzfristige Erscheinung, das zeigt ein Blick in die Vergangenheit. Das hat es vorher nicht gegeben und wird es zukünftig auch nicht mehr in dieser Form geben.

P6 ist sich sicher, dass es wieder auf eine 100% erneuerbare Energieversorgung hinauslaufen wird.

P5 kann sich vorstellen, dass Österreich seinen Energiebedarf rein erneuerbar lukrieren kann, da müssen aber zumindest 3 bis 4 Wahlen dazwischen liegen. Das Vorführmodell Güssing hat in einem sehr weiten Bereich tatsächliche Energieautarkie erreicht, Wärmebereitstellung, Biokraftstoff und Elektrizität.

Es muss aber unbedingt ein Umdenken stattfinden wie Energie genutzt wird. Außerdem braucht es dazu einiges an sinnvoller Planung.

Ganz Europa erneuerbar zu versorgen wird schwieriger, findet P5. Für so dicht besiedelte Gebiete wie die Benelux Staaten, die auch einen hohen Industrialisierungsgrad aufweisen und wenig brachliegende Flächen besitzen, braucht es schon ein ausgeklügeltes Verteilungssystem um das zu bewerkstelligen. Österreich hat doch eine recht große Nutzfläche an Wald, die sicherlich als sinnvolle Ressource für solche Vorhaben zur Verfügung steht.

Im 20/20/20-Ziel ist auch verankert, dass der Energieverbrauch gesenkt werden soll, wenn das nicht erreicht wird, so soll Energie zumindest effizienter verwendet werden.

Der Stromverbrauch steigt in Österreich aber jährlich und das wird auch massiv gefördert. Da versagt auch die öffentliche Hand, findet P5. Denn es gilt, je mehr Strom ein Verbraucher einem EVU abnimmt umso günstigere Konditionen bekommt dieser für die kWh. Das ist sicherlich kein Anreiz um Stromfresser bewusst im Zaum zu halten. Dies ist ein massives Versäumnis, durch gesetzliche Vorgaben oder Rahmenbedingungen, zumindest Anreize zu schaffen, Energie zu sparen. In der Einsparung liegt ein großes Potential.

P4 ist überzeugt, dass es in den nächsten 10 Jahren in Österreich möglich sein wird, den Strombedarf rein erneuerbar zu generieren. Die Gesamtenergie wird etwas länger dauern. Das hängt auch mit einigen äußeren Faktoren zusammen, wobei der oberste Faktor der Ölpreis und die Verfügbarkeit fossiler Energieträger ist. Alle derzeitigen Preissteigerungen hängen indirekt mit dem Ölpreis zusammen. Wenn der Ölpeak überschritten wurde, wird der Gaspeak schnell folgen und das wird eine Art Kettenreaktion auslösen.

Eine Studie der deutschen Bundeswehr sagt ein fürchterliches Szenario für den Eintritt dieses Falles voraus, wenn nicht Vorsorge getroffen wird. Einige Punkte dieser Vorhersage sind:

- Demokratische Strukturen in der jetzigen Form können nicht aufrechterhalten werden.
- Bei der Verteilung wird auf planwirtschaftliche Maßnahmen zurückgegriffen.
- Restriktionen beim Zugriff auf Energie.
- Das kann möglicherweise bis hin zu bürgerkriegsähnlichen Zuständen führen.

Aber bei Etablierung der richtigen Rahmenbedingungen kann sogar ganz Europa energieautark werden.

Das wird in einigen Regionen schneller geschehen als in anderen. Das ist auch eine Frage wie die politischen Prioritäten gesetzt werden. Aber in dem Augenblick wo es nicht mehr anders geht wird diese Umstellung relativ rasch gehen.

Da stellt sich natürlich die Frage wie sozial gestaffelt dieser Umstieg zu Erneuerbaren erfolgt. Wenn die Umstellung zu spät kommt, kann es zu sozialen Unruhen kommen.

P4 spricht von einer kopernikanischen Energiewende, bei der der Mensch drauf kommen muss, dass nicht die Erde der Mittelpunkt der Energieversorgung darstellt sondern die Sonne. Wichtig ist auch, dass die Menschen wieder ein Bewusstsein für die Energienutzung erwerben, damit vielleicht nicht so unachtsam Energie verbraucht wird.

PV wird zukünftig eine wichtige Rolle spielen, ist P4 überzeugt, einfach aus dem Grund, weil diese kostenlose, frei verfügbare Primärenergieträgerquelle auch betriebswirtschaftlich einmal am Effizientesten sein wird.

P3 glaubt, dass es in Österreich möglich ist rund 50% der Gesamtenergie erneuerbar bereit zu stellen. Auch diese Person führt den Vorteil an, dass es hier schon viel regenerierbare Wasserkraft gibt.

P3 findet auch, dass die Umstellung irgendwann einmal kommen wird, weil fossile Energieträger immer teurer werden.

Die beste Strategie ist aber immer noch die Vermeidung von Energienutzung.

Da muss aber noch viel Umdenken geschehen. Zum Beispiel werben Energieerzeuger, oder auch PV-Dienstleister, damit, dass möglichst viel Strom verbraucht werden soll.

Die sozioökonomische Frage bei dieser Umstellung ist auch sehr spannend und vielleicht schwieriger zu lösen als die technische, meint P3.

P2 erwähnt eine Studie von Wolfgang Streicher und anderen. Dieser hat im Auftrag des Lebensministeriums Klimafond eine Studie durchgeführt, ob für Österreich Energieautarkie bis 2050 möglich ist. Die Antwort ist ja, aber mit gewissen Einschränkungen. Dazu sind deutliche Änderungen in den Lebens- und Wohngewohnheitsbereichen notwendig. Die Mobilität kann sich nicht so wie heute abspielen.

Außerdem muss die graue Energie sehr genau betrachtet werden. Über viele Produkte, die als Konsument verbraucht werden, und die importiert werden müssen, wird welcher Energierucksack aus Indien, China mitgenommen? Wird diese Frage berücksichtigt und die Rebound Effekte auch mit berücksichtigt, dann ist ersichtlich, dass der Anspruch auf Energieautonomie ein sehr harter ist. Und das dafür deutliche, auch gesellschaftliche Änderungen notwendig sind, um das zu erreichen.

Heute ist es auch noch so, dass Strom viele Wärme- und Kälteleistungen übernimmt. In einem energieunabhängigen System wird Strom nicht für Wärme und Kälte herangezogen werden können, sondern bestenfalls für Hochleistungsprozessenergie oder für Bewegung, für Information u.a., meint P2. Also Strom wirklich nur dort einzusetzen wo er unbedingt notwendig ist. Und alle anderen Bereiche zum Beispiel irgendwelche Kühl- oder Wärmevorgänge nicht mehr mit Strom sondern mit Fernwärme oder Solarenergie betreiben.

P2 findet, dass Energie ganz generell viel teurer werden müsste um ökonomisch Anreiz zu geben, in so eine energieunabhängige Situation zu kommen.

P1 glaubt eher nicht, dass Österreich energieautark sein kann. Diese Person führt das auch auf das Energiespeicherproblem zurück.

Die Wasserkraft ist schon ziemlich ausgebaut, Kleinwasserwerke bringen nicht so viel und bei der Geothermie ist wenig Potential vorhanden. Für die Windenergie sind nur das Burgenland und Niederösterreich geeignet. In anderen Regionen geht nicht genügend oft der Wind. Selbst wenn PV seinen Teil dazu beiträgt, meint P1, dass Energieunabhängigkeit nicht möglich ist.

Die erneuerbare Abdeckung des Stromverbrauchs kann sich P1 aber vorstellen, wenn das Problem der Speicherung gelöst wird.

Für diese Person stellt auch der Verkehr und Transport eine Hürde dar. Eine Option wäre der Schwertransport auf der Schiene, nur müsste diese dann stark ausgebaut werden, weil es derzeit an Gleiskapazitäten fehlt.

Außerdem importiert Österreich sehr viel Gas und das zu ersetzen wird sehr schwer. Diesem Punkt kann mit Isolation von Gebäuden und einer guten Wärmedämmung entgegenwirkt werden.

Im Großen und Ganzen sieht P1 keine Möglichkeit einer Energieautarkie Österreichs.

4.5.6.2 Synthese zur Energieautonomie in Österreich

- Die erneuerbare Bereitstellung von Strom kann in Österreich bei entsprechenden Rahmenbedingungen in den nächsten 10 Jahren bewerkstelligt werden.
- Die Aufbringung der Gesamtenergie wird ungleich schwieriger, da Strom nur ca. 20% der gesamten Primärenergie ausmacht.
- Viel Potential zur Reduktion der Wärmeenergie liegt in der Wärmeisolation von Gebäuden.
- Der Transport wird sich in Richtung Elektromobilität verschieben, wobei der Schwerverkehr wieder auf die Schiene gebracht werden sollte.
- Grundsätzlich werden sich die Lebens- und Energieverbrauchsgewohnheiten ändern müssen, wenn Österreich den Anspruch stellt, regenerativ energieautark zu sein.
- PV ist eine Primärenergiequelle die immer billiger wird.
- Vorführmodell Güssing zeigt, dass regionale Energieautonomie möglich ist.
- Die Umstellung auf regenerative Energieressourcen wird zwangsläufig kommen, weil fossile Energieträger begrenzt sind und sich in den nächsten Jahren sehr verteuern werden.
- Der Anteil des Stromes an der Gesamtenergie wird steigen, da Strom einen universell einsetzbaren und gut transportierbaren Energieträger darstellt.

4.5.7 Zusammenfassende Betrachtung: Neue Erkenntnisse aus den Experteninterviews

- **Beeinflussung der Albedo:**

Durch den Einsatz von großflächigen PVA kann es zu einer lokalen Beeinflussung der Albedo kommen. Dadurch können sich das Kleinklima bzw. Kleinwetterlagen verändern.

- **Die Zentralisierungstendenz in der Solarzellenproduktion entwickelt sich so wie die Automobilindustrie.**

Viele kleinere Zellenproduzenten werden von den Großen geschluckt. In der Autobranche sind derzeit weltweit nur mehr rund ein Dutzend Unternehmen tätig, diese teilen sich den Markt auf. Die PV wird sich auch in diese Richtung hin entwickeln, dass nur mehr wenige Produzenten den Markt beherrschen. Derzeit verlagert sich die Produktion nach Fernost.

- **Klein- und Großanlagen:**

In Zukunft werden auf allen gut liegenden Dachflächen so viele Anlagen installiert werden wie möglich, und zusätzlich noch Großanlagen auf Naturfreiflächen gebaut werden. Diese Kombination muss verschiedene Netzeigenschaften wie Stabilität und Versorgungssicherheit kontrollieren und gewährleisten.

- **Desertec:**

Bei diesem Projekt muss Europa aufpassen, dass nicht wieder kolonialähnliche Zustände auftreten, bei denen der europäische Einflussbereich in Nordafrika möglicherweise militärisch geschützt werden muss.

- **Energiespeicherung:**

Im Alpenbereich eignen sich Pumpwasserspeicher. Des Weiteren müssen die Netze zu smart grids ausgebaut werden. Viel Potential liegt beim Lastmanagement bzw. beim Demand-Side-Management.

- **Solarzellentypen**

Si hat bei einer starken Verbreitung der PV den Vorteil, dass es das häufigste Element der Erdkruste ist. PV-Technologien die auf Si basieren sind demnach nicht von Rohstoffmangel betroffen.

Bei allen Typen werden in Zukunft noch viele technologische Fortschritte erwartet.

- **Energieautonomie in Österreich:**

Die erneuerbare Erzeugung des Stromes sollte in Österreich bei entsprechender Anstrengung in den nächsten 10 Jahren möglich sein. Die Umstellung des gesamten Energiebereiches auf erneuerbare Energieträger wird ungleich schwieriger, ist aber mit gezielten Anstrengungen durchaus möglich.

5. Literaturverzeichnis

- ACT (Austrian Clean Technology) 2011: http://www.act-center.at/de/technologien/energie/energieproduktion/photovoltaik/grundlagen_zur_photovoltaik/grundlagen_zur_photovoltaik.php (Datum der Abfrage: 15. Mai 2011).
- Atteslander P. (2010): Methoden der empirischen Sozialforschung. 13., neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Alsema et al., (2006): Alsema E.A., de Wild-Scholten M., Fthenakis V.: Environmental impacts of PV electricity generation - a critical comparison of energy supply options, 21st European Solar Photovoltaic Energy Conference, 4-8 September 2006, Dresden, Deutschland, zitiert in Kammen et al., (2011).
- Alsema E.A. (2009): Life-Cycle Assessment of Crystalline Silicon PV Module Production by REC, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany.
- Alsema, E.A. (2000): Energy Pay-back Time and CO₂ Emissions of PV Systems. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2000. 8: p. 17-25, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- Alsema E.A. und de Wild-Scholten M. (2005): Environmental Impact of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. Material Research Society Fall Meeting, Symposium G: Life Cycle Analysis Tools for "Green" Materials and Process Selection. 2005. Boston, MA, zitiert in Fthenakis et al., (2011a); zitiert in Fthenakis et al., (2007), zitiert in Kammen et al., (2011), zitiert in Fthenakis et al., (2007).
- Bernreuter J. und Haugwitz F. (2010): The Who's Who of Solar Silicon Production: Companies, Technologies, Cost, Capacities - Global Perspectives Through 2012, Bernreuter Research, zitiert in de Wild-Scholten (2011).
- Biermayr et al., (2010): Biermayr P., Eberl M., Ehring R., Fechner H., Galosi A., Kristöfel C., Prügler N., Strasser C., Weiss W. und Wörgetter M.: Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2010, Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 26/2011, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Blakers A. und Weber K: "The Energy Intensity of Photovoltaic Systems," 2000, <http://www.hubbertpeak.com/apollo2/pvepbtoz.htm> (Datum der Abfrage: 14. Mai 2011).
- Classen et al., (2007): Classen M., Althaus H.-J., Blaser S., Doka G.: Life Cycle Inventories of Metals, zitiert in Jungbluth et al., (2008).
- De Wild-Scholten et al., (2006): de Wild-Scholten M., Alsema E.A., Horst E.W. ter, Bächler M., Fthenakis V.: A Cost and Environmental Impact Comparison of Grid-Connected Rooftop and Ground-Based PV Systems, 21st European Solar Photovoltaic Energy Conference, Dresden, Deutschland, 2006, p. 3167-3173, zitiert in Alsema (2009), zitiert in de Wild-Scholten (2011).
- De Wild-Scholten M. (2009): Renewable and Sustainable, Presentation at the CrystalClear final event, Munich, 26. May, zitiert in Fthenakis et al., (2009).
- De Wild-Scholten et al., (2010): De Wild-Scholten M., Sturm M., Butturi M. A., Noack M., Heasman K. und Timò G.: Environmental Sustainability of Concentrator PV Systems: Preliminary LCA Results of the APOLLON Project, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Valencia, Spain, 6.-10. September 2010, zitiert in Kammen et al., (2011).
- De Wild-Scholten M. (2010): LCA of a PV module life cycle: "From cradle to cradle", zitiert in de Wild-Scholten et al., (2010).

- De Wild-Scholten M. (2011): Environmental Profile of PV Mass Production: Globalization, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 5.-9. September 2011, Hamburg, Germany, zitiert in Kammen et al., (2011).
- Doka G. (2008): Energie- und Umweltbilanz der Solarenergie , aktualisierte Version 2008, Herausgeber: Swissolar.
- E-Control, 2010, UCTE-MIX 2010,
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/stromnachweisdatenbank/HOMEPAGE_20060101/CT/C_ENTSOE_2010.HTML,
(Datum der Abfrage: 06.04.2012).
- E-Control, 2012, 20/20/20-Ziele,
<http://e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele>
(Datum der Abfrage: 15.04.2012).
- Electric Power Research Institute (EPRI), PISCES data base for US power plants and US coal. 2002, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- Firstsolar, 2011: First Solar Datasheet, Corporate Overview, zitiert in Kammen et al., (2011).
- Fthenakis V.M. (2004): Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. Renew. Sust. Ener. Rev. 2004, 8, 303-334, zitiert in Fthenakis et al., (2007).
- Fthenakis et al., (2005): Fthenakis V.M., Fuhrmann M., Heiser J., Lanzirotti A., Fitts J., Wang W.: Emissions and encapsulation of cadmium in CdTe PV modules during fires, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2005. 13: p. 713-723, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- Fthenakis V.M. und Kim H.C., (2005): Life Cycle Energy Use and Greenhouse Gas Emissions Embedded in Electricity Generated by Thin Film CdTe Photovoltaics, Proc. MRS Fall 2005 Meeting, Boston, zitiert in Alsema et al. (2006).
- Fthenakis, V. und Alsema, E., (2006a): Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 Status, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2006. 14(3): p. 275-280, zitiert in Fthenakis et al., (2011a); zitiert in Fthenakis et al., (2007), zitiert in Alsema et al., (2006).
- Fthenakis V.M. und Alsema A. (2006b): Prog. Photovolt: Res. Appl. 14 (2006) 275, zitiert in Fthenakis et al., (2009).
- Fthenakis V.M. und Kim H.C., (2006): Energy Use and Greenhouse Gas Emissions in the Life Cycle of CdTe Photovoltaics, zitiert in Fthenakis et al., (2009); zitiert in Fthenakis et al., (2007).
- Fthenakis et al., (2007): Fthenakis V., Kim H. C. und Alsema E.: Emissions from Photovoltaic Life Cycle, Environmental Science & Technology 2008, 42, 2168-2174.
- Fthenakis V.M. und Kim H.C., (2007): Greenhouse-gas Emissions from Solar Electric and Nuclear Power: A Life-cycle Study, Energy Policy (2007), Volume: 35, Issue: 4, Publisher: Elsevier, Pages: 2549-2557.
- Fthenakis et al., (2009): Fthenakis V., Kim H.C., Held M., Raugei M. und Krones J.: Update of energy payback times and life-cycle greenhouse gas emissions, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany., zitiert in Kammen et al.; (2011).
- Fthenakis V.M. und Kim H.C., (2010a): Life Cycle Assessment of high-concentration PV systems, zitiert in de Wild-Scholten et al., (2010).
- Fthenakis V.M. und Kim H.C., (2010b): Life cycle assessment of Amonix 7700 HCPV systems. 6th International Conference of Concentrating Photovoltaic systems,

- Freiburg, Germany, AIP Conf. Proc., 2010,1277: 266-263, zitiert in Kammen et al., (2011).
- Fthenakis et al., (2011a): Fthenakis V., Kim H. C., Frischknecht R., Raugei M., Sinha P. und Stucki M.: Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems, IEA PVPS Task 12, Subtask 20, LCA Report IEA-PVPS T12-02:2011, October 2011, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Program.
- Fthenakis et al., (2011b): Fthenakis V., Alsema E., Frischknecht R., Held M., Kim H.C., Raugei M. und de Wild-Scholten M.: Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, 2nd edition, Subtask 20 "LCA", IEA PVPS Task 12, zitiert in Kammen et al., (2011), zitiert in de Wild-Scholten (2011).
- Forster et al., (2007), Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing, in Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, S. Solomon, et al., Editors. 2007, Cambridge University Press: Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- García-Valverde et al., (2010): García-Valverde R., Cherni J. A. und Urbina A.: Life cycle analysis of organic photovoltaic technologies, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2010; 18: 535-558.
- Gómez V. und Clynke J. (2009): Towards a Take Back and Recycling System for PV Modules - PV CYCLE -, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Deutschland.
- Gombert A. (April 2010): Concetrix Solar, Personal communication, zitiert in de Wild-Scholten et al., (2010).
- Held M. (2009): Life Cycle Assessment of CdTe Module Recycling, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Deutschland.
- JEMAI LCA Pro, Japan Environmental Management Association for Industry, zitiert in Masakazu et al., (2009).
- JLCA-LCA (2009) database 2009 Fy 1st Edition, zitiert in Masakazu et al., (2009).
- Jungbluth, N. (2005): Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swiss ecoinvent database, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2005. 13(8): p. 429-446., zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- Jungbluth N. & Tuchschnid M. (2007): Photovoltaics, In Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Ecoinvent report No. 6-XII, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, 2007.
- Jungbluth et al., (2008): Jungbluth N., Tuchschnid M. und de Wild-Scholten M.: Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of ecoinvent data v2.0, working paper, www.esu-services.ch.
- Held M. (2009): Proceedings 24th European Photovoltaic Solar Conference, zitiert in Fthenakis et al., (2009).
- Hondo H. (2005): Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case, Energy 30 (2005) 2042–2056.
- Kammen et al. (2011): Kammen D., Nelson J., Mileva A. und Johnston J.: An Assessment of the Environmental Impacts of Concentrator Photovoltaics and Modeling of Concentrator Photovoltaic Deployment Using the SWITCH Model, conducted by the Renewable and Appropriate Energy Laboratory, 2011.

- Kellogg H. H. (1977): Sizing up the energy requirement for producing primary metals, zitiert in de Wild-Scholten et al., (2010).
- Kim S. und Dale B.E. (2005): Life Cycle Inventory Information of the United States Electricity System. *Int. J. LCA*, 2005, 10, 294-310, zitiert in Fthenakis et al., (2007).
- Kim et al., (2008): Kim H.C., Knight K.G., Krishnan N. und Fthenakis V.M.: Life cycle analysis of two concentrator PV systems, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 September 2008, Valencia, Spain, zitiert in Kammen et al., (2011).
- Kruck C. und Eltrop L. (2007): Perspektiven der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergienutzung für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland, FKZ A204/04, Endbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.
- Lewis G.M. et al. (1999): PV-BILD: A Life Cycle Environmental and Economic Assessment Tool for Building-Integrated Photovoltaic Installations. 1999, Center for Sustainable Systems, University of Michigan: Ann Arbor, MI, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- Lozanovski A., Held M, (2010): Update of the environmental indicators and energy payback time (EPBT) of CIS modules in Europe and scenario analysis of solar cell printing, 25th European Solar Energy Conference, 6-10 September 2010, Valencia, Spain, zitiert in de Wild-Scholten (2011).
- Masakazu et al., (2009): Masakazu I., Mitsuru K., Masashi N., Kosuke K.: A LIFE-CYCLE ANALYSIS OF A MEGA-SOLAR SYSTEM IN JAPAN, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany.
- Masakazu et al., (2011): Masakazu I., Mitsuru K., Masashi N., Kosuke K.: A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* Volume 19, Issue 7, pages 878–886, November 2011.
- Mayring, P. (2002): Einführung in die Qualitative Sozialforschung. 5., überarbeitete und neu ausgestattete Auflage ed. Weinheim, Beltz Verlag.
- Meijer et al., (2003): Life-cycle assessment of photovoltaic modules: Comparison of mc-Si, InGaP and InGaP/mc-si solar modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2003. 11(4): p.275-287, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).
- Mehta S. (2010): PV Technology, Production, and Cost Outlook: 2010-2015, GTM Research, zitiert in de Wild-Scholten (2011).
- Minassians et al., (2006): Minassians A. D., Farshchi R., Nelson J., Reich-Weiser C., Zhang T.: Energy Payback Time of a SolFocus Gen1 Concentrator PV System, Final Project Report, MSE-ER C226 - Photovoltaic Materials.
- Mohr et al., (2007): Mohr N.J., Schermer J.J., Huijbregts M.A.J., Meijer A., Reijnders L.: Life Cycle Assessment of Thin-film GaAs and GaInP/GaAs Solar Modules, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2007; 15:163–179
- Müller et al., (2005): Müller A., Wambach K., Alsema E.: Life Cycle Analysis of a Solar Module Recycling Process, 20th European Photovoltaic Solar Conference, 6-10 June 2005, Barcelona.
- Nishimura et al., (2010): Nishimura A., Hayashi Y., Tanaka K., Hirota M., Kato S., Ito M., Araki K. und Hu E.J.: Life cycle assessment and evaluation of energy payback time of high-concentration photovoltaic power generation system, *Applied Energy*, 2010, 87: 2797-2807, zitiert in Kammen et al., (2011).
- Pacca et al., (2007): Pacca, S., Sivaraman D., und Keoleian G.A.: Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems, *Energy Policy*, 2007. 35(6): p. 3316-3326, zitiert in Fthenakis et al., (2011a).

Peharz G. und Dimroth F. (2005): Energy Payback Time of high-concentration PV System FLATCON, Prog. Photovolt.: Res. Appl. 2005,13: 627-634, zitiert in Kammen et al., (2011).

PV-CYCLE: www.pvcycle.org, Datum der Abfrage: 27. 05. 2012

Schatz J. & Tammer R. (2012) : Erste Hilfe - Chemie und Physik für Mediziner, 2. Auflage, Springer-Lehrbuch.

Schottler et al., (2009): Schottler M., Schmidt M. und Hottenroth H.: Technologien und Konzepte zur Minderung von Treibhausgasemissionen bei der Herstellung von Halbleiter-Bauelementen und Solarzellen, report M+W Zander FE GmbH, Stuttgart Germany, zitiert in de Wild-Scholten (2011).

Sinke Wim C. (2005): THE CRYSTALCLEAR INTEGRATED PROJECT: next generation crystalline silicon technology from lab to production, Presented at the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, 6-10 June 2005.

Shibasaki M. (2006): personal communication, University of Stuttgart, August 2006, zitiert in Alsema et al., (2006).

Solarpowerfast, 2011, BOS <http://www.solarpowerfast.com/tag/balance-of-system/> (Datum der Abfrage: 11.04.2011).

Timò G. (2011): The Apollon Project: Il fotovoltaico a Concentrazione Una tecnologia competitiva per l'energia rinnovabile, Piacenza, 21 November, 2011.

Viebahn et al., (2008): Viebahn P., Nitsch J., Fishedick M., Esken A., Schüwer D., Supersberger N., Zuberbühler U., Edenhofer O.: Comparison of carbon capture and storage with renewable energy technologies regarding structural, economic, and ecological aspects in Germany, IJGGC-23; No of Pages 13, zitiert in de Wild-Scholten (2011).

Wagner, A. (2010): Photovoltaik Engineering, Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, 3., erweiterte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Wambach et al., (2009): Wambach K., Schlenker S. Müller A., Konrad B.: PV CYCLE – The voluntary Take-Back System and Industrial Recycling of PV Modules, presented at the Photovoltaics Recycling Workshop held during the 34th PV Specialists Conference in Philadelphia on June 11, 2009, Quelle: <http://www.iea-pvps-task12.org/43.0.html>, Datum der Abfrage: 27. 05. 2012.

Weiss et al., (2008): Weiss R.F., Mühle J., Salameh P.K., Harth C.M., Geophysical Research Letters 35 (2008) L20821, zitiert in Fthenakis et al., (2009).

6. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Spektrale Strahlungsverteilung des Sonnenlichtes, ACT 2011	10
Abbildung 2: schematisches Siliziumkristallgitter, ACT 2011	12
Abbildung 3: Siliziumkristallgitter mit Dotierung, ACT 2011	12
Abbildung 4: pn-Übergang mit Raumladungszone, ACT 2011.....	13
Abbildung 5: schematische Darstellung einer PV-Zelle, ACT 2011	14
Abbildung 6: Auflistung der unterschiedlichen PV Zelltypen, Jungbluth und Tuchs Schmid, 2007.....	15
Abbildung 7: Ablauf der einzelnen Abschnitte des Lebenszyklus der Herstellung eines PV-Moduls, Fthenakis et al., 2011a.....	20
Abbildung 8: EPBT für Si-PV-Technologie, de Wild-Scholten, 2009, zitiert in Fthenakis et al., 2009	25
Abbildung 9: Verschiedene untersuchte Untersysteme der Produktionskette von auf Si basierender PV-Technologie, die in der Schweiz installiert ist, Jungbluth et al., 2008 ..	28
Abbildung 10: genaue Auflistung der Beiträge der einzelnen Produktionsschritte zur EPBT für die vier vorgestellten CPV Technologien. Zusätzlich wird eine zeitliche Entwicklung dargestellt, Timò, 2011	32
Abbildung 11: Beiträge zur EPBT des SolFocus Gen1 CPV Systems, Minassians et al., 2006 links: Berkeley; rechts: Phoenix.....	34
Abbildung 12: EPBT für unterschiedliche PV-Technologien, de Wild-Scholten, 2011...	37
Abbildung 13: GHGE [g CO ₂ -eq/kWh] von Si und CdTe PV-Technologie, Fthenakis et al., 2007	46
Abbildung 14: GHGE von Si-PV-Technologie, de Wild-Scholten, 2009; zitiert in Fthenakis et al., 2009.....	47
Abbildung 15: GHGE für CPV-Anlagen, Timò, 2011.....	49
Abbildung 16: Vergleich von unterschiedlichen Strom erzeugenden Technologien nach Alsema et al., (2006) bzw. Alsema und de Wild-Scholten (2005), beides zitiert in Kammen et al., 2011	51
Abbildung 17: GHGE unterschiedlicher PV-Technologien, de Wild-Scholten (2011)	53
Abbildung 18: Ergebnisse der einzelnen Fallunterscheidungen, de Wild-Scholten (2011)	53
Abbildung 19: CO ₂ -Fußabdruck für unterschiedliche elektrizitätserzeugende Technologien, de Wild-Scholten (2011).....	54
Abbildung 20: NO _x -Emissionen [mg/kWh] während eines Lebenszyklus für unterschiedliche PV-Technologien, Fthenakis et al., (2007)	61
Abbildung 21: SO _x -Emissionen [mg/kWh] während eines Lebenszyklus für unterschiedliche PV-Technologien, Fthenakis et al., (2007)	61
Abbildung 22: Lebenszyklus-NO _x -Emissionen [mg/kWh] unterschiedlicher PV-Technologien, Fthenakis et al., (2011a)	62
Abbildung 23: Lebenszyklus-SO _x -Emissionen [mg/kWh] unterschiedlicher PV-Technologien, Fthenakis et al., (2011a)	62
Abbildung 24: Lebenszyklus-Cd-Emissionen, Vergleich unterschiedlicher energieerzeugender Technologien, Fthenakis et al., (2007).....	63
Abbildung 25: Lebenszyklus-Schwermetallemissionen für unterschiedliche PV-Systeme, Fthenakis et al., (2007)	65
Abbildung 26: Lebenszyklus-Schwermetallemissionen unterschiedlicher PV-Technologien, Fthenakis et al., (2011a)	66
Abbildung 27: Vergleich von Schadstoffemissionen für unterschiedliche Energieträger, Kruck und Eltrop, 2007.....	68
Abbildung 28: LCA des Recyclingvorgangs der Chevetogne Module durch Sunicon, Wambach et al., 2009	75

Abbildung 29: Beiträge zu den ökologischen Auswirkungen des Recyclingprozesses der Deutsche Solar Ag, Müller et al., (2005).....	77
--	----

7. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Halbleiterelemente und zugehörige Bandlücke, ACT 2011	14
Tabelle 2: Lebenszyklus-Energiebedarf bei der CdTe-Technologie, Fthenakis et al., 2009.....	23
Tabelle 3: EPBT für CdTe-Technologie, Fthenakis et al., 2009	24
Tabelle 4: Lebenszyklusenergiebedarf für Si-PV-Technologie, Fthenakis et al., 2009 ..	24
Tabelle 5: Überblick über die 16 untersuchten PV-Systeme, Jungbluth et al., 2008	27
Tabelle 6: Nicht erneuerbare CED pro kWp für verschieden am Schrägdach installierte Anlagentypen, Jungbluth et al., 2008	29
Tabelle 7: EPBT für 3 kWp PV-Anlagen in der Schweiz, Jungbluth et al., 2008	30
Tabelle 8: Primärenergiebedarf und EPBT für organische PV-Technologie García-Valverde et al., 2010	30
Tabelle 9: EPBT für unterschiedliche PV-Technologien, de Wild-Scholten et al., 2010	32
Tabelle 10: Primärenergieverbrauch und EPBT für kristalline Si PV-Technologie, Alsema, 2000 zitiert in Fthenakis et al., 2011a	35
Tabelle 11: Daten und verschiedene Parameter von PV-Technologien, de Wild-Scholten, 2011	36
Tabelle 12: Installierte Technologien zusammen mit BOS Komponenten beim 2 MW System in Hokuto, Masakazu et al., 2009	38
Tabelle 13: EPBT für unterschiedliche PV-Technologien, Alsema et al., 2006	39
Tabelle 14: GHGE von CdTe-PV-Technologie für eine am Boden installierte Anlage, Fthenakis et al., 2009.....	46
Tabelle 15: CO ₂ Emissionsfaktor für organische PV-Module, García-Valverde et al., 2010.....	48
Tabelle 16: GHGE für unterschiedliche PV-Technologien, de Wild-Scholten et al., 2010]	48
Tabelle 17: GHGE für unterschiedliche PV-Technologien, Kammen et al., 2011.....	50
Tabelle 18: GHGE von kristalliner Si-PV-Technologie, Alsema (2000), zitiert in Fthenakis et al., 2011a.....	52
Tabelle 19: Vergleich der Treibhausgasemissionen des durchschnittlichen Schweizer PV-Mixes mit anderen elektrizitätserzeugenden Technologien, Jungbluth et al., 2008 .	55
Tabelle 20: LCE für unterschiedliche elektrizitätserzeugende Technologien, Hondo (2005)	56
Tabelle 21: Vergleich der ökologischen Auswirkungen bei unterschiedlichen zugrundeliegenden Energiemixen, Alsema (2009)	67
Tabelle 22: Prognose des PV-Abfalls [t] für Europa und Deutschland, Gómez und Clynke (2009).....	73
Tabelle 23: Recycling von 1900 Modulen bei Sunicon AG 2009, Gómez und Clynke (2009)	74
Tabelle 24: Ergebnisse des LCA für CdTe-Module-Recycling, Held (2009)	76

8. Anhang

8.1 Fragebogen zu den Experteninterviews

Aus Zeitgründen konnte der gesamte Fragenkatalog nur für einige Interviewpartner durchgenommen werde.

1. Welche Rolle spielt aus Ihrer Sicht die Photovoltaik im Rahmen der Energiepolitik der EU, Stichwort Umsetzung des EU-Ziel 20/20/20 (gegenwärtig und zukünftig bis 2020)? Welche Länder sind bei dieser Technologie Vorreiter?
2. Welche Rolle spielt die Photovoltaik in Österreich gegenwärtig und bis 2020?
3. Welche Art von Solarzellen hat das größte Potential im Hinblick auf ihre künftige Verbreitung in der Praxis? (Dünnschicht vs. auf Si basierende Zellen? Organische Zellen? Ihr Favorit? Welche Art von Si Zelle? Bis wie weit kann man den Wirkungsgrad erhöhen bzw. nimmt dieser mit der Zeit ab? Wie lange beträgt die Lebensdauer von den unterschiedlichen Zellen?)
4. Welche Nachteile haben diese Solarzellen bzw. Photovoltaikanlagen im Hinblick auf ihren Ressourcenverbrauch? (Dotierungsmaterial und andere verwendete Materialien? Seltenen Erden? Bei Ressourcenproblemen: Gibt es Lösungsansätze; ist Recycling vielversprechend; Recycling-Kostenfrage; Ist es billiger, energieeffizienter neu herzustellen oder zu recyceln?)
5. Welche Nachteile haben diese Solarzellen bzw. Photovoltaikanlagen im Hinblick auf Ökotoxizität (Schadstoff-Emissionen)?
6. Bei diesen vielversprechenden Solarzellen: Wie sehen hier die Energiebilanzen und die Energy Pay Back Time aus?
7. Wie sehen die Treibhausgas-(THG)-Bilanzen bei Betrachtung des gesamten Lebenszyklus von cradle to gate aus?
8. Wie schätzen Sie Zentralisierungs- vs. Dezentralisierungstendenzen der Solarzellenproduktion ein? Geht die Tendenz in Richtung Monopolisierung durch wenige Großproduzenten oder in Richtung internationaler Diversifizierung? Inwieweit werden „High-Tech“-Anforderungen Entwicklungsländern selbstständige Produktion erschweren? Welche der oben genannten vielversprechenden Solarzellenprodukte sind in welcher Richtung in welchem Ausmaß betroffen?
9. Kleinanlagen vs. Großanlagen: welche Anlagenformen sind am vielversprechendsten (dezentrale Energieversorgung - Energieautonomie, Anlage in Sahara/ Sonnenregion)?
10. Welche laufenden Entwicklungen zum Ausgleich der Diskontinuität der Energiebereitstellung durch PV halten Sie für aussichtsreich:
 - a. Im Bereich der Energiespeicherung?
 - b. Im Bereich komplementärer Energiebereitstellungsarten?
11. Kann Ö vollständig und in näherer Zukunft die Deckung seines Energiebedarfs rein auf nachhaltiger Basis erneuerbarer Energiebereitstellung gewährleisten?

8.2 Ausführliche Zusammenfassung

Die Photovoltaik stellt eine umweltfreundliche Alternative zur fossilen oder nuklearen Stromherstellung dar. Ziel dieser Arbeit ist es, ökologische Auswirkungen unter den Bedingungen starker Verbreitung dieser Technologie zu analysieren. Von besonderem Interesse sind die Energy Pay Back Time (EPBT), die Treibhausgas Bilanzen (GHGE), Schadstoffemissionen und Recycling-Konzepte. Dabei werden zwei Methoden zur Analyse verwendet:

1. Literaturrecherche zu den ausgewählten Zielen
2. Qualitative Interviews mit Experten aus der PV Branche

Die EPBT für PV-Systeme ist ein wichtiges Kriterium um die ökonomische und ökologische Sinnhaftigkeit einer Technologie zu beurteilen. Bei der PV-Technologie spielen folgende Parameter zur Berechnung der EPBT eine entscheidende Rolle: Jährliche Sonneneinstrahlung, Installationsort verbunden mit Energieausbeute (Performance Ratio, PR), Anlagenwirkungsgrad und Lebensdauer.

Bei den meisten Technologien wird von 30 Jahren Lebensdauer der Module ausgegangen.

Die Sonneneinstrahlung für Mitteleuropa beträgt durchschnittlich 1000 kWh/m²/yr und für Südeuropa 1700 kWh/m²/yr. Daraus ist bereits ersichtlich, dass die EPBT für im Süden Europas installierte Anlagen wesentlich kürzer ist als für Anlagen in Mitteleuropa.

Den höchsten Wirkungsgrad η von den am Markt befindlichen Technologien erzielt die monokristalline Si-Technologie. Für ein solches PV-System beträgt der Wirkungsgrad ungefähr 14%. Eine einzelne monokristalline Si-Solarzelle erreicht Wirkungsgrade von über 20%. Es gibt aber bereits Laborversuche mit speziellen Tandem- oder Trippelsolarzellen, wonach der Wirkungsgrad auf über 40% ansteigen kann. Auch gibt es Überlegungen, den Frequenzbereich des UV-Lichtes, der bei den heutigen Zellen noch nicht zur Stromerzeugung verwendet wird, mittels Quantendots zur Energiegewinnung zu nutzen. Dadurch kann eine wesentlich höhere Effizienz erzielt werden. Es gibt theoretische Konzepte, die einen Wirkungsgrad von bis zu 60% aufweisen.

Da diese neuen Konzepte alle relativ teuer sind, können sie derzeit am Markt noch nicht mit den gut etablierten kristallinen Si-Solarzellen mithalten. Der Markt wird heute noch von der kristallinen Technologie beherrscht. Über 90% der am Markt befindlichen Zelltypen basieren auf Si. Den Restanteil des Marktes teilen sich vor allem die CdTe-Technologie und andere Dünnschicht Technologien wie das amorphe Si, die CIS-Zellen oder GaAs-Zellen.

Viele Experten erwarten sich im Dünnschichtbereich für die Zukunft große Fortschritte.

Die EPBT liegt für ein monokristallines PV-System ($\eta = 14\%$) bei einer südeuropäischen Sonneneinstrahlung und einer PR von 0,8 bei 1,8 Jahren. Für die CdTe-Technologie ($\eta=10,9\%$) vermindert sich die EPBT unter denselben Bedingungen auf 0,8 Jahre. Dieser signifikante Unterschied zwischen den beiden EPBTs beruht auf der energieintensiven Herstellung von monokristallinem Si. Circa 60 bis 80% des Gesamtenergiebedarfs bei der Herstellung einer kristallinen Si-Anlage liegen in der Fabrikation der Solarzelle. Der Energiebedarf bei der Herstellung einer CdTe-Zelle liegt deutlich darunter. Die Herstellung von Dünnschichttechnologien gründet zumeist auf dem Prinzip des Aufdampfens bzw. Abscheidens sehr dünner Halbleiterschichten auf beispielsweise Glasscheiben.

Beide Technologien gehören zu den nicht sonnenlichtkonzentrierenden PV-Systemen.

Ein weiteres PV-System stellt die konzentrierende Photovoltaik (CPV) dar. Die EPBT variiert für solche Systeme zwischen 0,8 und 1,9 Jahren. Diese Technologie ist auf ein Nachführsystem angewiesen, damit das Sonnenlicht immer auf die Zelle fokussiert wird. In diesem Nachführsystem bzw. im Konzentrator, der mittels Spiegel bzw. Linsen arbeitet, steckt in der Regel der Großteil des herstellungsbedingten Energiebedarfs (über 50%). Auch trägt bei dieser Technologie der Transport der schweren und in größeren Mengen vorhandenen Spiegel und Glaskomponenten einen signifikanten Anteil zur EPBT bei. Dieser kann bei bis zu ca. 20% liegen, falls der CPV-Anlagenstandort weit vom Fabrikationsort der Spiegel und Linsen entfernt liegt.

Ein wesentlicher Vorteil der PV gegenüber fossiler Energieerzeugung besteht darin, dass eine PV-Anlage im Betrieb keine Schadstoffe emittiert. Sämtliche CO₂- bzw. Schadstoffemissionen hängen mit dem zur Erzeugung der Anlage erforderlichen Energieaufwand zusammen. Die GHGE variieren je nach Technologie und Installationsort zwischen 10 bis 180 g CO₂-eq/kWh. Die Treibhausgasbilanz hängt sehr stark vom zugrundeliegenden Energiemix ab. Steigt der Anteil der erneuerbaren Energieträger im ENTSO-E Mix, so werden die GHGE bzw. Schadstoffemissionen sinken. Je nach betrachtetem Netzmix kann es zu über 50% Reduktion an CO₂-Emissionen kommen. Die geringsten Treibhausgase fallen bei der CdTe-Technologie an, wesentlich schlechter steigt die kristalline Si-Technologie aus oben erwähnten Gründen aus.

Ziel der PV muss es sein, die für ihre Herstellung erforderliche Energie selbst bereitzustellen und dabei einen maximalen energetischen Output zu erzielen.

Im Vergleich zu konventionellen Energiebereitstellungsarten fallen bei der PV deutlich weniger Schadstoff- bzw. Schwermetallemissionen an. Diese werden derzeit hauptsächlich durch den zur Produktion von PV-Anlagen benötigten Energieaufwand verursacht. Auch diese Emissionen könnten bei einer Zunahme von emissionsarmen erneuerbaren Technologien im Energiemix sinken.

Interessant ist, dass gerade bei der CdTe-Technologie die geringsten Cd-Emissionen anfallen. Das liegt daran, dass für die Herstellung dieser Dünnschichtzellen weniger Energie benötigt wird als zum Beispiel bei der monokristallinen Si-Technologie.

Recycling-Projekte zeigen positive ökologische und ökonomische Effekte auf die PV-Technologie. Vor allem die Wiederverwertung von energieintensiven Glas und Aluminiumkomponenten reduzieren negative ökologische Auswirkungen, wie Humantoxizität, Photochemische Oxidation, Boden- und Meeresversauerung sowie Eutrophierung. Ein weiterer nützlicher Effekt des Recyclings ist der, dass seltene Rohstoffe wie Indium oder Tellur dem Markt wieder zur Verfügung gestellt werden. PV-Systeme können bis zu über 85% wiederverwendet werden. Anfallende Plastikmaterialien eignen sich zur Energiegewinnung durch Verbrennung.

Ein Nachteil der PV, wie auch der Windenergie, besteht in der Diskontinuität der Energiebereitstellung. Dieser Umstand ist mit Problemen der Energie- bzw. Stromspeicherung verbunden. Lösungsstrategien werden zum Beispiel im Lastmanagement und Demand-Side-Management gesehen, welches auf zeitliche Verschiebung nicht-zeitgebundener Lasten im Netz abzielt. Der Kühlbedarf von Supermärkten ist ein gutes Beispiel dafür. Andere Konzepte sind die in Österreich häufig verwendeten Pumpwasserspeicherkraftwerke. Auch vom Netzausbau zu sogenannten Intelligenten Netzen (smart grids) wird wirksame Abhilfe erwartet. Ein großes Potential liegt ebenfalls in der Batterietechnik. Die Energiespeicherung ist demnach kein K.O. Kriterium für die genannten erneuerbaren Energieträger.

In Zukunft wird es ein Nebeneinander von Klein- und Großanlagen geben. Der ideale Platz für eine Solaranlage ist das Hausdach, wodurch auch wertvolle Landfläche geschont wird. Dadurch wird die Flächenkonkurrenz zur Lebensmittel- bzw. Biomasseproduktion entschärft. Außerdem verringert sich durch dezentrale Anlagenstrukturen die Abhängigkeit von großen Energieerzeugern. Für finanzkräftige Investoren und große Energieversorgungsunternehmen sind bekanntermaßen Großprojekte attraktiver. Die Idee des Großprojektes Desertec wird von allen befragten Experten eher kritisch betrachtet. Einerseits muss der Strom von Nordafrika nach Europa gebracht werden. Über Stromnetze summieren sich die Verluste auf bis zu 15%. Die Umwandlung in Wasserstoff bringt auch Nachteile mit sich. Zum Beispiel besitzt Wasserstoff ein hohes Diffusionsvermögen und ist dadurch nur schwer zu transportieren. Andererseits muss Europa darauf achten, dass es erstens nicht eine Ölabhängigkeit vom Nahen Osten gegen eine Stromabhängigkeit von Nordafrika tauscht und zweitens muss darauf geachtet werden, nicht wieder in kolonialähnliche Zustände der Vergangenheit zurückzufallen. Zusätzlich gibt es noch Bedenken betreffend die Versorgungssicherheit. Die arabische Revolution 2010-2012 verdeutlicht, dass diese Region politisch instabil ist und wahrscheinlich auch in naher Zukunft bleiben wird.

Das Konzept der Energieautonomie kann für Österreich relativ leicht für den Strombedarf verwirklicht werden. Auf Grund des hohen Anteils der Wasserkraft kann Österreich in den nächsten 10 Jahren den Strom ausschließlich mit Hilfe erneuerbarer Energieträgern bereitstellen. Dazu müssen aber alle einschlägigen Technologien beitragen, die Wasserkraft, die Biomasse, die Windkraft, die Solarthermie und nicht zuletzt die PV.

Des Weiteren ist es dafür notwendig, Gebäude thermisch zu sanieren. Dieses Vorgehen bringt weitere CO₂-Einsparungen. Der Anteil des Stromes am Gesamtenergieaufkommen in Österreich beträgt nur 20%. Der Rest entfällt in erster Linie auf Wärmeleistungen und dann auf Verkehr.

Das Beispiel Deutschland zeigt, dass mit entsprechender staatlicher Unterstützung nennenswerte Beiträge zum nationalen Strommix auf Basis von PV möglich sind.

Der Umstieg auf erneuerbare Energieträger wird unausweichlich stattfinden und Österreich wäre gut beraten jetzt schon die richtigen Weichen zu stellen.

8.3 Curriculum Vitae

Name:	David Fritz
Geburtsort:	St. Pölten
Geburtsdatum:	19. 04. 1982
1988-1992:	Besuch der Volksschule Rohrbach an der Gölßen
1992-2001:	Besuch des Bundesrealgymnasium Lilienfeld Ablegung der Reifeprüfung
2002-2003:	Zivildienst beim ÖRK St. Pölten
Seit 2004	Diplomstudium der Physik an der Universität Wien