

The cover features a stylized owl logo in the top left corner, rendered in shades of purple and grey. A thick green line graph with several peaks and valleys is overlaid on the background, extending from the left edge towards the right. The background is a gradient of brown and tan colors.

# **ALWIS -** Unterrichtsmaterialien

**Reihe: Wirtschaftswissen**

Autor: Prof. Dr. Stefan Georg

Mitarbeit: Christoph Marzi, Sabine Lauer, Svea Hirschert

Herausgeber: **ALWIS - ArbeitsLeben WIRtschaft Schule** e.V.

Layout und Satz: Schönsbüro

Saarbrücken 2011, 1. Auflage

# "Wirtschaftlichkeit am Beispiel einer Photovoltaikanlage"

Methoden, Arbeitsmittel, Kompetenzen, Aufgaben, Arbeitstexte



Schülerhandreichung

# Inhaltsverzeichnis

## 1. Definition des Projektes und Initialisierungsveranstaltung 7

## 2. Erstellung eines Projektplans 10

- 2.1 Projektgrundsätze, Projektarten und Stakeholder 10
- 2.2 Phasenmodell und Projektgruppen 15

## 3. Grundprinzip einer Photovoltaik-Anlage 18

- 3.1 Kurzportrait Photovoltaik mit Historie 18
- 3.2 Anwendungsgebiete und Anlagensysteme 20
- 3.3 Netzunabhängige Energieversorgung von Gebäuden 23
- 3.4 Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen 24
- 3.5 Exkursion/Gastvortrag 26

## 4. Aufbau und technische Elemente einer Photovoltaik-Anlage 27

- 4.1 Solarmodule und Solarzellen 27
- 4.2 Speichertechnologien 40
- 4.3 Wechselrichter und Einspeisezähler 43

## 5. Förderung der Photovoltaik 53

- 5.1 EEG-Gesetzestext 53
- 5.2 Rahmenbedingungen der Förderung 59
- 5.3 Förderungssätze 62
- 5.4 Förderung durch die KfW 64
- 5.5 Bankbesuch 67

## 6. Verbreitung der Photovoltaik in Deutschland 68

- 6.1 Strahlungsangebot in Deutschland 68
- 6.2 Modulausrichtung 70
- 6.3 Einflussfaktoren auf die Leistung einer Photovoltaik-Anlage 73
- 6.4 Zukunftsaussichten 75

## 7. Grundlagen der Kosten- und Ertragsplanung einer PV-Anlage 78

- 7.1 Kostenübersicht Gesamtanlage 78
- 7.2 Ertragsübersicht Gesamtanlage 81
- 7.3 Regionale Ertragsübersichten 85
- 7.4 Netzparität 88

## 8. Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage 91

- 8.1 Betriebswirtschaftliche Grundlagen 91
- 8.2 Auszahlungen und Aufwand einer Photovoltaik-Anlage 94
- 8.3 Einzahlungen und Erträge aus der Stromerzeugung 106
- 8.4 Abschlussaufgaben 110

## 9. Aufbereitung und Fertigstellung der Broschüre 111

## Anhang 113

- Literaturverzeichnis 113

## 1

## Definition des Projektes und Initialisierungsveranstaltung

Es existiert für ein Vollzeitschuljahr von 40 Wochen (80 Unterrichtseinheiten) ein Lehrprogramm zur Allgemeinen Betriebswirtschaftslehre. Dieses beinhaltet die grundlegenden Aufgaben und Funktionen der Lehre und Wissenschaft rund um die Leitung, Steuerung und Führung von Unternehmen. Mit diesem Programm soll nun ein **ergänzendes Anwendungsbeispiel zu einer betriebswirtschaftlichen Fragestellung** zur Verfügung gestellt werden.

Unternehmen definieren sich über einen **Leistungserstellungsprozess**, der fast immer den Handel und/oder die Produktion eines Sachgutes oder einer Dienstleistung beinhaltet. In diesem Anwendungsfall wird eine Situation geschaffen, die die Bereiche Produktion, Handel und die Erbringung einer Dienstleistung umfasst: der Betrieb einer Photovoltaik-Anlage. Einerseits wird mit einer Photovoltaik-Anlage Strom **produziert**, andererseits **handelt** der Produzent mit der erbrachten Leistung, denn der Anlagenbetreiber kann den Strom sowohl selbst nutzen, als auch an den regionalen Energiedienstleister verkaufen. Auf diese Weise erbringt der Anlagenbetreiber zudem für die Gesellschaft eine **Dienstleistung**, da er direkt den Einsatz erneuerbarer Energien und damit die Schonung der Umwelt unterstützt.

Hinzu kommt, dass der Betreiber einer Photovoltaik-Anlage steuerrechtlich (und handelsrechtlich) als **Unternehmer** gilt. Dies bedeutet einerseits, dass der Anlagenbetreiber **zu versteuernde Einkünfte** erzielt, andererseits aber auch, dass der Anlagenbetreiber das Ziel verfolgt, die Anlage möglichst **wirtschaftlich** zu betreiben, selbst dann, wenn der ausschlaggebende Moment für die Anschaffung und Inbetriebnahme einer Photovoltaik-Anlage der Einsatz Erneuerbarer Energien und damit der Umweltschutz ist.

Um eine Photovoltaik-Anlage wirtschaftlich betreiben zu können, sollte der Besitzer die grundsätzliche (technische) **Funktionsweise** einer solchen Anlage kennen, denn eine Photovoltaik-Anlage ist nicht generell, sondern lediglich unter bestimmten Voraussetzungen Gewinn bringend einzusetzen. Bei der Installation der Anlage sind einige Faktoren (Standort der Anlage, Position der Anlage zur Mittagssonne etc.) zu beachten, die maßgeblichen Einfluss auf die Ertragskraft der Photovoltaik haben. Aus diesem Grund sind zunächst einige Kapitel vorangestellt, welche dazu dienen, die Teilnehmer und Teilnehmerinnen mit dem Aufbau und der Funktionsweise einer Photovoltaik-Anlage vertraut zu machen. Hierfür sind einige technische bzw. naturwissenschaftliche Aspekte darzustellen, so dass dieses betriebswirtschaftliche Anwendungsbeispiel des **wirtschaftlichen Betriebs einer Photovoltaik-Anlage auf technisch-naturwissenschaftlichen Informationen** basiert. Aber auch **rechtliche Aspekte** verdienen ihre Berücksichtigung, da erst durch die Regelungen innerhalb des **Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)** die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage objektiv zu beurteilen ist.

## Projektleistung der Teilnehmer und Teilnehmerinnen

Aufgabe der teilnehmenden Schüler und Schülerinnen ist es, bis zum Ende des Schuljahres eine **Broschüre** zu erstellen, aus der (im Idealfall) Funktionsweise, Fördermöglichkeiten, Wirtschaftlichkeit und örtliche Anbieter einer Photovoltaik-Anlage hervorgehen. Die Broschüre kann den Menschen zur Verfügung gestellt werden, die sich für das Thema Photovoltaik interessieren und/oder sich damit befassen, eine entsprechende Anlage installieren zu lassen.

Da es sich hierbei um ein **Projekt** handelt, sind die wesentlichen Aufgaben des **Projektmanagements** zu durchlaufen, um den Schülern den Ablauf und die Organisation solcher Vorhaben zu erleichtern. Die Wissensvermittlung zum Thema Projektmanagement wird deshalb auch vorangestellt.

Die zu erstellende Broschüre soll nach Möglichkeit zwölf Seiten nicht überschreiten und soll von den Schülern und Schülerinnen selbst gefertigt werden. Die Schüler und Schülerinnen müssen sich auch (örtliche) Sponsoren suchen, die ihnen den Druck der Broschüre finanzieren. Auf diese Weise lernen sie erste Vertriebsprozesse kennen. Je nach finanziellen Möglichkeiten ist es auch denkbar, dass die Schüler und Schülerinnen eine größere Auflage der Broschüre drucken lassen und die Verteilung der gedruckten Broschüre organisieren.

## Grundkonzept des Seminarfachs:

Da das Seminarfach dazu dient, die allgemeine Studierfähigkeit und die Vorbereitung auf die Arbeitswelt zu verbessern, ist auf die selbständige und selbstverantwortliche Arbeit und auf die handlungsorientierte Problemlösungskompetenz der Schüler und Schülerinnen besonders zu achten. Ergänzend sollen Schüler und Schülerinnen wissenschaftspropädeutisches Arbeiten erlernen sowie bei der eigenverantwortlichen Gestaltung des Lernens und der Reflexion von Kommunikations- und Interaktionsprozessen gefördert werden. Die Realisation dieser Ziele erfolgt mittels

- des Lernens an und in komplexen Zusammenhängen (fächerübergreifende und fächerverbindende Themen: die Photovoltaik und ihre wirtschaftliche Bedeutung für den Betreiber unter Beachtung rechtlicher Aspekte),
- des Lernens in interdisziplinären Zusammenhängen (Zusammenarbeit mit außerschulischen Experten, z.B. Banken, Photovoltaik-Anlagen-Betreiber usw.),
- des selbstbestimmten, selbstgesteuerten Lernens (die Schüler treffen häufig Entscheidungen über Inhalt, Form und Darstellung ihrer Arbeiten, insbesondere durch die eigenverantwortliche Erstellung einer Broschüre, aber auch im Rahmen zahlreicher kurzer Ausarbeitungen und Präsentationen),
- des handlungs- und problemorientierten Lernens (die Schüler lernen die Inhalte, die sie zur Redaktion der Broschüre brauchen, entscheiden aber selbständig, welche Inhalte sie verwenden wollen),

- der Schülerorientierung (die Lehrkraft ist mehr Berater als Wissensvermittler; die Schüler und Schülerinnen sind aktiv in das Fach eingebunden, müssen Fachtexte verstehen und analysieren, sehr viel Rechercharbeit leisten und die gewonnenen Informationen selektieren und strukturieren),
- des Lernens der Teamfähigkeit (die zu erstellende Broschüre ist eine Leistung des gesamten Teams; während des Seminars werden immer wieder kleine Teams gebildet, um konkrete Aufgaben zu bearbeiten).

Die in der Folge formulierten Aufgabenstellungen berücksichtigen die genannten Ziele. **Insbesondere wird großer Wert darauf gelegt, dass die Schüler und Schülerinnen lernen, Informationen selbständig zu gewinnen, zu analysieren, zu selektieren und zu strukturieren**, da dies die wesentliche Grundlage eines erfolgreichen Studienstarts darstellt. Auch **das selbständige Arbeiten in kleinen Teams** wird häufig trainiert, da die Mitarbeit in Gruppen sowohl im Studium als auch im Beruf immer wieder gefordert wird.

## 2 Erstellung eines Projektplans

### Aufbau des Kapitels:

Das Kapitel Erstellung eines Projektplans soll dabei helfen, den erfolgreichen Ablauf des Projekts Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage in Verbindung mit der Erstellung einer Informationsbroschüre sicherzustellen.

### 2.1 Projektgrundsätze, Projektarten und Stakeholder

#### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Übertragen Sie die Projektgrundsätze auf Ihr Photovoltaik-Projekt und diskutieren Sie die Projektgrundsätze in der Klasse!
3. Wer sind die Stakeholder Ihres Projektes? Bestimmen Sie zunächst mittels Brainstorming mögliche Kategorien von Stakeholdern!
4. Schätzen Sie die Interessen der Stakeholder ab oder fragen Sie bei Stakeholdern nach deren Interessen bzw. Erwartungen bezüglich Ihres Projektes nach!
5. Recherchieren Sie dann an Ihrem Schulstandort (z.B. mittels eines Branchenbuches) nach konkreten Stakeholdern und ordnen Sie diese den von Ihnen gewählten Kategorien zu!
6. Es gibt viele verschiedene Projektarten. In welche Kategorien ordnen Sie Ihr Projekt ein?

### Arbeitstext:

„Projektplanung gibt es, seit Menschen größere Vorhaben gemeinschaftlich durchführen. Weder ein militärischer Feldzug, noch die Errichtung großer Gebäude (Tempel, Festungen), noch beispielsweise eine lange Seereise zur Entdeckung der Westpassage nach Indien sind vorstellbar, ohne dass die Verantwortlichen diese Projekte detailliert geplant hätten. Doch geschah dies lange Zeit formlos, allein aufgrund der Erfahrungen und Kenntnisse der Verantwortlichen; erst im 20. Jahrhundert sollten diese informellen Verfahren zusammengetragen, systematisiert und in die wissenschaftlich aufbereitete Form gebracht werden, unter der heute Projektmanagement betrieben wird.“<sup>1</sup> Als erste Projekte nach dieser Systematik gelten der Bau des Hoover-Staudamms und das Manhattan-Projekt. Eine weitere Entwicklung des Projektmanagements war dann für den „Wettlauf ins All“, vor allem für das Apollo-Programm erforderlich.<sup>2</sup>

**Als Projektmanagement wird die Gesamtheit aller Methoden zur Durchführung von Projekten bezeichnet.** Es existieren zwar viele Definitionen des Begriffs, die sich letztendlich inhaltlich aber nicht stark voneinander unterscheiden.

**Nachfolgend finden Sie einige Beispiele zu möglichen Definitionen:**

- DIN-Norm (DIN 69901-5:2009-01): „Gesamtheit von Führungsaufgaben, -organisation, -techniken und -mitteln für die Initiierung, Definition, Planung, Steuerung und den Abschluss von Projekten“.
- Project Management Institute (PMI): „Project Management is the application of knowledge, skills, tools and techniques to project activities to meet project requirements“ (Projektmanagement ist die Anwendung von Wissen, Können, Werkzeugen und Techniken auf Projektaktivitäten, um Projektanforderungen zu erfüllen.)
- Gesellschaft für Informatik: „Das Projekt führen, koordinieren, steuern und kontrollieren.“
- Projektum manum agere (Latein): das nach vorne Geworfene an der Hand führen

Um eine erfolgreiche Realisation der dargestellten Anforderungen an das Projektmanagement zu gewährleisten, werden üblicherweise folgende Grundsätze formuliert:

- Die Projektstruktur ist festzulegen.
- Die Phase der Projektdefinition ist hervorzuheben.
- Projektvorgaben und Teilziele müssen klar festgelegt und verbindlich kommuniziert werden.
- Der Projektverlauf ist zu jedem Zeitpunkt für jeden Projektbeteiligten transparent zu

- halten.
- Projektrisiken sollen rechtzeitig erkannt und behandelt werden.
- Es ist mindestens ein Projektverantwortlicher zu bestimmen.

Um Projekte zu managen, existieren verschiedene Strukturen und Methoden, für die zum Teil eigene Vorgehensmodelle existieren, so dass sich die Wahl der Vorgehensweise zur Durchführung eines Projekts meist an folgenden Aspekten orientiert:

- Existieren Vorgaben der Organisation oder des Auftraggebers im Sinne von Richtlinien?
- Welchen Umfang hat das Projekt (zum Beispiel Anzahl geplanter Personentage)?
- Wie komplex erscheint das Projekt (technische und soziale Komplexität)?
- Existiert ein branchen- oder produktspezifisches Vorgehensmodell?

In der Praxis gibt es Projekte mit stark unterschiedlicher personeller Beteiligung: An der Projektdurchführung können eine einzige, aber auch mehrere hundert Personen beteiligt sein. Entsprechend reichen die Werkzeuge des Projektmanagements von einfachen To-Do-Listen bis hin zu komplexen Organisationen mit ausschließlich zu diesem Zweck gegründeten Unternehmen und massiver Unterstützung durch Projektmanagementsoftware. Daher ist eine der Hauptaufgaben des Projektmanagements vor Projektbeginn die Festlegung, welche Projektmanagementmethoden in genau diesem Projekt angewendet werden sollen. Eine Anwendung aller Methoden in einem kleinen Projekt würde zu einer unnötig komplexen Projektverwaltung führen, die unter Kosten-Nutzen-Aspekten nicht gerechtfertigt erscheint.

## Anforderungen an den Projektmanager

Jedes Projekt wird von einem Projektmanager, dem Verantwortlichen, geleitet. Der Projektmanager benötigt

- Kenntnisse des Projektmanagements,
- allgemeines Managementwissen,
- produktspezifisches Wissen,
- Ausdauer und Belastbarkeit,
- eine ganzheitliche und nachhaltige Denkweise sowie
- zwischenmenschliche und kommunikative Fähigkeiten.<sup>3</sup>

„Neben dem rein technischen Können (Projektmethodik) sind die sozialen Fähigkeiten eines Projektmanagers für den Projekterfolg entscheidend. Projektmanagement ist immer auch Risiko- oder Chancenmanagement: In jedem Projekt treten ungeplante Situationen auf. Einen guten Projektmanager macht aus, dass er solche Situationen früh erkennt, mit möglichst wenig Reibungsverlusten wieder in den Griff bekommt (Risiken) oder die sich stellenden Möglichkeiten nutzt (Chancen). Projektmanager sollten daher über Erfahrungen verfügen, die auf zwischenmenschlicher Ebene die Gebiete von Kommunikation und Konfliktmanagement, Teambildung und Motivation umfassen.“<sup>4</sup>

Viele Begriffe und Verfahrensweisen im Projektmanagement sind mittlerweile etabliert und standardisiert. Im Rahmen der meisten universitären Studiengänge im Ingenieur-, Wirtschafts- und Informatikbereich werden Grundkenntnisse des Projektmanagements vermittelt.

## Stakeholdererwartungen

Stakeholder sind Personen bzw. Organisationen, deren Interessen durch den Verlauf oder das Ergebnis des Projekts betroffen sind. Projektmanager haben die Aufgabe, die Erwartungen der Stakeholder an das Projekt soweit wie möglich zu erfüllen bzw. einen angemessenen Ausgleich zwischen den einzelnen Interessen zu schaffen.<sup>5</sup>

Die für die Erhebung der Erwartungen meist verwendete Methode ist die Projektumfeld-Analyse. Diese umfasst die Determinanten

- Termine,
- Kosten,
- Inhalt und Umfang des Projekts.<sup>6</sup>

Die drei Determinanten werden von den Stakeholdern oft unterschiedlich bzw. widersprüchlich gesehen. Letztendlich hat der Projektmanager mit dem Auftraggeber eine Priorität dieser Größen festzulegen, auf der dann die Projektsteuerung aufgebaut wird.

Wenn die Organisationsform eines Unternehmens Ressourcenkonflikte erwarten lässt, wird manchmal eine vierte Steuergröße „Personal“ beschrieben.

## Verwandte Ansätze und Begriffe<sup>7</sup>

### Teilprojektleitung

Unter Teilprojektleitung ist die Steuerung eines klar abgrenzbaren Teils eines Projekts zu verstehen. Ziel dabei ist die Delegation von Teilen des Projektmanagements an andere Personen.

### Projektprogrammmanagement

Unter einem Projektprogramm ist ein Bündel (inhaltlich) zusammengehörender Projekte zu verstehen. Das Programmmanagement ist im Gegensatz zu Multiprojektmanagement aber zeitlich begrenzt. Multiprojektmanagement kann als Form der unternehmensweiten Steuerung jedoch unbegrenzt eingesetzt werden.

### Projektportfoliomanagement

Das Projektportfoliomanagement dient der Verwaltung der Projekte eines Unternehmens. Es zielt durch die Konsolidierung von Projektkennzahlen eines Unternehmens auf das Informationsbedürfnis des Managements ab.

### Multiprojektmanagement

Wenn mehrere Projekte gleichzeitig zu steuern sind, spricht man von Multiprojektmanagement. Dieses ist häufig bei großen Baufirmen oder im Anlagenbau gefragt und stellt besondere Herausforderungen an die Beteiligten, weil hier kritische Ressourcen über mehrere, vermeintlich oder tatsächlich voneinander unabhängige und um Ressourcen konkurrierende, Projekte hinweg koordiniert werden müssen.

## Projektarten

Je nach Projektart und -inhalt unterscheiden sich die geeigneten Projektmanagementmethoden voneinander. Insbesondere können Projektarten nach folgenden Gesichtspunkten unterschieden werden:<sup>8</sup>

### Anlass bzw. Inhalt des Projektes

- Bau- und Investitionsprojekte
- IT-Projekte
- Produktentwicklungs- oder Innovationsprojekte
- Forschungs- und Entwicklungsprojekte
- Organisations(entwicklungs)projekte
- Logistik- und Qualitätsprojekte
- Marketingprojekte
- Kulturprojekte

### Beteiligung am Projekt bzw. Initiierung des Projektes

- interne Projekte
  - o abteilungsinterne Projekte
  - o abteilungsübergreifende Projekte
- externe Projekte / Kundenprojekte

### Komplexität der Projekte

- Kleinprojekte
- Projekte
- Großprojekte / Programme

### Wiederholungsgrad der Projekte

- Pionierprojekte
- Routineprojekte

## Standards und Normen des Projektmanagements

Die Aufgabenstellungen, Methoden, Instrumente und Ebenen des Projektmanagements sind heutzutage gut bekannt und dokumentiert. Ziel ist es jedoch, eine weit verbreitete und einheitliche Begriffsbasis

und Terminologie zu gewährleisten und zu unterstützen. Dieser Aufgabe stellen sich Normierungsinstitute und Projektmanagement-Verbände. In Deutschland werden insbesondere die Normen DIN 69900-1, DIN 69900-2, DIN 69901 bis 69905 genutzt. Als internationaler Leitfaden ist für das Qualitätsmanagement in Projekten die Norm ISO 10006:2003 bekannt.<sup>9</sup>

## 2.2 Phasenmodell und Projektgruppen

### Aufgabenstellungen:

1. Lesen Sie den Arbeitstext und markieren Sie sich wichtige Textpassagen!
2. Diskutieren Sie die Übertragbarkeit des allgemeinen Phasenmodells auf Ihr Photovoltaik-Projekt!
3. Legen Sie die Aufgaben der Prozessgruppen Planung, Ausführung, Überwachung und Abschluss für Ihr Projekt fest und dokumentieren Sie diese unter Anwendung einer geeigneten Textverarbeitungssoftware (z.B. Microsoft Word)!

### Arbeitstext:

Projekte werden in Phasen unterteilt. Meist enden die Projektphasen mit definierten Meilensteinen. Als Beispiel für ein allgemeines Phasenmodell gilt:

- **Phase 1: Projektdefinition:** Eine Projektanalyse klärt, welche Probleme und Potentiale zu betrachten sind. Projektziele werden festgehalten (hinsichtlich der Inhalte, der Kosten, und des zeitlichen Ablaufs) und in manchen Fällen mit einer Machbarkeitsstudie ergänzt.
- **Phase 2: Projektauftrag:** Beim Projektauftrag handelt es sich um ein Dokument, das die Existenz eines Projektes formell bestätigt und die Projektrahmenbedingungen beinhaltet.
- **Phase 3: Projektplanung:** In der Phase der Projektplanung wird das Team organisiert. Des Weiteren werden Pläne zu den Themenfeldern Projektaufgaben, Abläufe, Projekttermine, Projektkapazitäten, Kommunikationswege, Kosten, Qualitäten und Projektrisikomanagement festgelegt. Hierbei kommt es dann auch zur Meilensteinplanung.
- **Phase 4: Projektdurchführung und -kontrolle:** Neben der eigentlichen Umsetzung werden Erkenntnisse über gegenwärtige oder zukünftige Abweichungen gewonnen, die zu Planungsänderungen und Korrekturmaßnahmen führen können.

- **Phase 5: Projektabschluss:** Die Projektergebnisse werden präsentiert und dokumentiert sowie in einem Review reflektiert. Die Projektleitung wird zudem vom Auftraggeber schriftlich entlastet.<sup>10</sup>

## Prozessgruppen

Neben den einzelnen Projektphasen können Prozessgruppen unterschieden werden.

### Prozessgruppe Initiierung

Die Prozessgruppe Initiierung verteilt die notwendigen Informationen, damit von Anfang an effektiv/effizient gearbeitet wird. Zu allen Fragen soll außerdem möglichst früh eine Übereinstimmung der Beteiligten erreicht werden. Während der Projektinitiierung werden durch die Bestimmung der Projektziele die Weichen für den weiteren Projektverlauf und den Projekterfolg gestellt. Insbesondere die Qualität der definierten Ziele (im Sinne einer Projekttransparenz) und die Unterstützung der Stakeholder (Verbindlichkeit) entscheiden über den Projekterfolg.<sup>11</sup>

### Prozessgruppe Planung

Die Planung umfasst sämtliche Prozessschritte zur Detaillierung der jeweiligen Projektphasen. Alle Schritte orientieren sich am definierten Projektziel. In strittigen Fällen sind Handlungsalternativen zu prüfen und auszuwählen. Die wichtigsten Projektmanagementprozesse in der Prozessgruppe Planung sind:

- Planung und Definition von Inhalt und Umfang
- Bestimmung der Vorgänge und Vorgangsfolgen innerhalb des Projektes
- Einsatzmittelbedarfsplanung
- Schätzung der Vorgangsdauer und Kostenschätzung
- Risikomanagementplanung
- Zusammenstellung des Projektplans<sup>12</sup>

### Prozessgruppe Ausführung

Unter der Ausführung versteht man die Koordination der Mitarbeiter und anderer Ressourcen und deren Zuordnung zu den Vorgängen im Projektplan. Hierzu zählt auch die Arbeitspaketfreigabe. Unterstützt wird die Ausführung von der Qualitätssicherung, dem Informationswesen oder der Teamentwicklung.

### Prozessgruppe Überwachung

Die Prozessgruppe Überwachung konzentriert sich auf die kontinuierliche Kontrolle der Zielerreichung und beinhaltet dabei zwei Hauptprozesse: Das Berichtswesen zur Sammlung und Verteilung der Projektleistung und die integrierte Änderungssteuerung, um die Änderungen zu koordinieren.

### Prozessgruppe Abschluss

Die Prozessgruppe Abschluss beschäftigt sich mit der Vertragsbeendigung und dem administrativen Abschluss des Projekts. Hierzu zählen der Abschlussbericht und die Sammlung der historischen Projektdaten, um das erworbene Wissen auch zukünftigen Projekten (und Projektmanagern) zur Verfügung zu stellen.<sup>13</sup>

## 3.1 Kurzportrait Photovoltaik mit Historie

## Aufgabenstellungen:

1. Lesen Sie den Arbeitstext aufmerksam durch!
2. Im Arbeitstext werden zahlreiche Naturwissenschaftler namentlich genannt. Teilen Sie Ihre Klasse in Kleingruppen auf und verteilen Sie die genannten Wissenschaftler auf die Gruppen! Jede Kleingruppe soll ein Kurzportrait der Naturwissenschaftler erstellen. Stellen Sie Ihre Informationen auf Karteikarten zusammen und tragen Sie die Informationen vor der Klasse mündlich vor! Nutzen Sie zur Recherche Lexika!
3. Diskutieren Sie in der gesamten Gruppe die Entwicklung der Photovoltaik an Ihrem Wohnort bzw. Schulstandort!

## Arbeitstext:

„Vor hundert Jahren war Strom eine aufregende Sache. Heute ist elektrische Energie zu einem unverzichtbaren Bestandteil unseres alltäglichen Lebens geworden. Wir stecken ein Anschlusskabel in die Steckdose und schon arbeiten die vielfältigsten Geräte mit Motoren, Leuchten, Lautsprechern, Bildschirmen, Heizdrähten und vieles andere mehr. Doch unser Bewusstsein für diese edle Energieform endet im Alltagsleben meist auch an dieser Steckdose. Mit wachsendem Interesse am Umweltschutz wollen heute immer mehr Menschen wissen, woher der Strom eigentlich kommt, den wir in unseren Haushalten, Fabriken und Büros verbrauchen.“<sup>14</sup>

Die Photovoltaik nutzt die für die Erde unerschöpfliche und weltweit verfügbare Sonnenstrahlung und gehört somit zu den **regenerativen, alternativen Energiequellen**. Sie ist neben der Windkraft das

Musterbeispiel für eine ökologische Energieversorgung, da auch für die Produktion der Anlagen meist nur Rohstoffe wie Silizium, Glas und Stahl benötigt werden, die auf der Erde reichlich vorhanden sind und zudem am Ende der Nutzungsdauer wiederverwendet werden können.

Die alternativen Möglichkeiten zur Energiegewinnung, konkret hier die **Umwandlung von Sonnenstrahlung in Elektrizität**, genießen seit Jahren eine stetig steigende Popularität. Dies liegt zum einen an den verschiedenen Einsatzmöglichkeiten einer Photovoltaik-Anlage, welche von einer autonomen Versorgung einer Armbanduhr bis hin zu einem Großkraftwerk reichen, zum anderen liegt es an diversen **staatlichen Förderprogrammen**, wie zum Beispiel in Deutschland dem „100.000 Dächer Programm“ aus den 90er Jahren oder dem nachfolgenden Erneuerbare Energien Gesetz („EEG“).

Die Umwandlung von Sonnenenergie in Elektrizität findet bei einer Photovoltaik-Anlage ohne thermische, chemische oder mechanische Vorgänge statt, was auch bedeutet, dass hier weder Schadstoffe ausgestoßen werden, noch Lärm entsteht. Für den Verbraucher bietet die Photovoltaik-Anlage zudem den großen Vorteil, dass sie auch ohne eine zusätzlich benötigte Fläche genutzt werden kann. Typische Möglichkeiten sind hier die Montage der Anlage auf Hausdächern oder eine direkte Integration in die Gebäudefassade. Mit den Jahren werden weitere Technologien entwickelt, die es heutzutage zum Beispiel auch ermöglichen, Solarmodule in Form von Dachziegeln oder Jalousien herzustellen.<sup>15</sup>

Die anhaltende Weiterentwicklung dieser Technologie hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen, was nicht zuletzt daran liegt, dass neben dem europäischen auch der amerikanische und insbesondere der asiatische Wirtschaftsraum das Potential erkannt hat, welches in der Photovoltaik schlummert. Immer leistungsfähigere und preiswertere Module und Komponenten werden mittlerweile in außergewöhnlich kurzen Zeitabständen entwickelt und auf den Markt gebracht, was die Attraktivität für den Kunden weiter steigert – trotz der rückläufigen Vergütungen für die Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz.<sup>16</sup>

Auch für den Arbeitsmarkt stellt diese zukunftsorientierte Branche ein hohes Potential dar: **so waren im Jahre 2009 in Deutschland schon rund 83.000 Menschen in diesem Bereich beschäftigt.**<sup>17</sup>

All dies wird sich in Zukunft auch auf den Anteil der mit Photovoltaik erzeugten Energie an der gesamten Bruttostromerzeugung positiv auswirken. So betrug dieser Wert im Jahre 2009 bereits knapp zwei Prozent und wird zukünftig weiter steigen.

Die Historie der Photovoltaik geht schon auf das Jahr 1839 zurück, als das erste photoelektrische Element vom französischen Physiker **Alexandre-Edmond Becquerel** gebaut wurde. Hierbei handelte es sich um einen Topf, der in der Mitte durch eine Membran getrennt wurde, die nur Flüssigkeiten, aber kein Licht, durchließ. Dieser Topf beinhaltete auf beiden Seiten eine Flüssigkeit, in die jeweils eine Platinelektrode eingetaucht wurde, die an ein sensibles Galvanometer angeschlossen wurde, um sie elektrisch leitend zu verbinden. Becquerel benutzte zudem einen halbierten Deckel, um eine Seite des Topfes vom Sonnenlicht abschirmen zu können. Hierbei konnte der Physiker einen am Galvanometer ablesbaren Potentialunterschied feststellen, der allerdings aufgrund des zu dieser Zeit bekannten Masse-Kugel-

Atommodells nicht erklärt werden konnte.<sup>18</sup>

Im Jahre 1873 entwickelte der Brite Willoughby Smith die Selenzelle, wobei er herausfand, dass die Leitfähigkeit von Selen durch Licht um etwa das Tausendfache begünstigt wird. Somit war zum einen der erste Halbleiter geschaffen, zum anderen konnte unter diesen Voraussetzungen im Jahre 1877 die erste Selenzelle entwickelt werden, die allerdings aufgrund der hohen Anschaffungskosten von Selen und einem Wirkungsgrad von gerade einmal etwa einem Prozent unrentabel war. Im weiteren Verlauf der Geschichte schuf Albert Einstein im Jahre 1907 die theoretische Erklärung der Photovoltaik mit seiner Theorie des Quantencharakters von Licht. Einstein fand heraus, dass sobald ein Werkstoff Lichtstrahlen ausgesetzt ist, er von Photonen getroffen wird, und somit die Elektronen aus dem Material herausgelöst werden. Es kann so eine Leitfähigkeit ermöglicht werden, oder es kommt zu einer positiven Aufladung des Grundstoffs.<sup>19</sup>

Dank des Durchbruchs bei der Halbleiterforschung im Jahre 1949 durch die drei US-Amerikanischen Physiker **Brattain, Shockley und Bardeen** konnten in den folgenden Jahren neue Solarzellen entwickelt werden. So war es zunächst im Jahre 1951 eine auf Germanium beruhende Zelle, im Jahre 1954 war es dann die erste auf Silizium basierende Zelle durch die US-Amerikaner **Pearson, Fuller und Chapin**. Die Silizium-Zelle fand ihre Verwendung zunächst in der Raumfahrt, wo sie im Jahre 1957 für den ersten mit Solarzellen ausgestatteten Satelliten verwendet wurde. Auch wenn die Zelle bereits einen Wirkungsgrad von sechs Prozent erreichte, war sie aufgrund ihrer enormen Herstellungskosten nur begrenzt verfügbar, was sie im Endeffekt auch unrentabel machte. Unter anderem ausgelöst durch die Ölkrise in den 70er Jahren des 20. Jahrhunderts wurden weltweit Photovoltaik-Forschungszentren errichtet. Diese lösten ein bis heute geprägtes Wachstum der Photovoltaik aus, was in Weiter- und Neuentwicklungen sowie der stetigen Steigerung des Wirkungsgrades mündet.<sup>20</sup>

### 3.2 Anwendungsgebiete und Anlagensysteme

#### Aufgabenstellungen:

1. Lesen Sie den Arbeitstext aufmerksam durch!
2. In der schematischen Darstellung eines allgemeinen photovoltaischen Systems ist von Anpasswandlern die Rede. Recherchieren Sie (im Internet), was man darunter versteht und stellen Sie Ihr Rechercheergebnis in der Klasse mündlich vor!
3. Diskutieren Sie, wo in Ihrem persönlichen Umfeld Photovoltaik-Kleinsysteme zum Einsatz

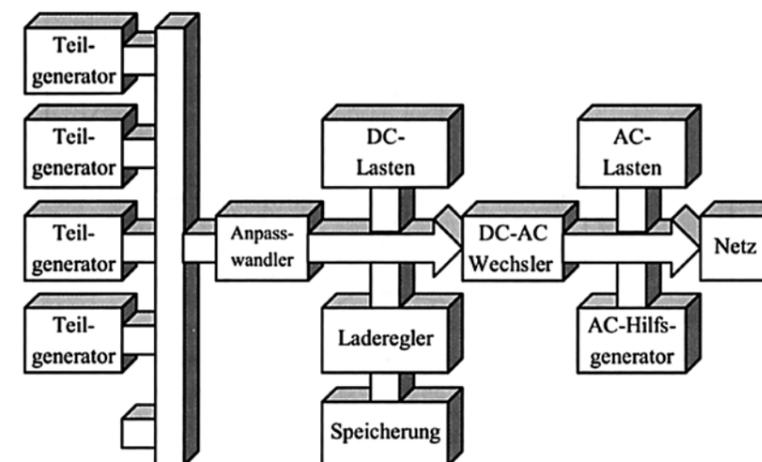
kommen! Können Sie etwas zu den Grenzen der Einsetzbarkeit oder zur Preisentwicklung der Geräte, die solche Kleinsysteme verwenden, sagen?

4. Sammeln Sie mittels Brainstorming Ideen, wo Ihnen die autonome Energieversorgung von Gebäuden mittels Photovoltaik sinnvoll erscheint!

#### Arbeitstext:

Aufgrund ihrer universellen Anpassungsmöglichkeiten gibt es viele Möglichkeiten, die Photovoltaik verwenden zu können. Insbesondere in Fällen, wo andere Energieversorgungsmöglichkeiten nicht möglich oder schwierig einzurichten sind, kann die Photovoltaik ihre Vorteile in der autonomen Energiebereitstellung zur Geltung bringen. Ihre Anwendungsmöglichkeiten reichen so von der Energieversorgung von Kleingeräten über die autonome Energieversorgung von Gebäuden bis hin zur netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage.

#### Schematische Darstellung eines allgemeinen auf Photovoltaik basierenden Systems<sup>21</sup>



Die Abbildung stellt den grundsätzlichen Aufbau einer Photovoltaik-Anlage dar. Hier sind sämtliche Komponenten angegeben, die allerdings nicht immer alle benötigt werden. Im Folgenden werden daher verschiedene Systemmöglichkeiten und ihre Anwendung dargestellt.

#### Kleinsysteme

Die solarelektrische Bereitstellung von Energie für Kleingeräte ist eine sinnvolle Alternative zur Energieversorgung durch Batterien. Batterien stellen in vielen Fällen die mobile Energiequelle für diverse

Elektrokleingeräte dar, wie zum Beispiel Uhren, Radios, Kameras usw. Leider ist diese Form der Energiequelle sehr umweltfeindlich, da Batterien meist mit Schwermetallen belastet sind und zudem in der Anschaffung verhältnismäßig teuer sind. Dagegen ist die Verwendung von solarelektrischer Energie eine umweltfreundliche und kostengünstige Möglichkeit der Energieversorgung.

Ein Beispiel für die Verwendung solarelektrischer Energie bei Kleingeräten ist zum Beispiel ein Taschenrechner, bei dem die Solarzellen direkt in das Gehäuse verbaut sind. Dieser wird für gewöhnlich verwendet, wenn die Umgebung ausreichend beleuchtet ist, um die Ziffern auf dem Display erkennen zu können. Somit verhält sich der Energiebedarf synchron zum Strahlungsangebot, wodurch eine Energiespeicherung überflüssig wird. Dieses Licht ist bereits vollkommen ausreichend, um die Funktionsfähigkeit des Gerätes gewährleisten zu können. Hierbei handelt es sich um einen recht einfachen Aufbau des photovoltaischen Systems. Die Energie wird direkt von dem Photovoltaik-Generator, also den Solarzellen, über einen eventuell vorhandenen Anpasswandler zum Nutzen der erzeugten Leistung zum Verbraucher geleitet.<sup>22</sup>

#### Photovoltaik-System zur Geräteversorgung bei synchronem Verlauf von Angebot und Verbrauch<sup>23</sup>



Bei Geräten, die auch bei Dunkelheit, also wenn kein Strahlungsangebot vorhanden ist, funktionieren müssen, wie etwa eine Armbanduhr, wird diese Zeit per Kondensatoren oder Akkumulatoren als Energiespeicher überbrückt. Bei Großgeräten bzw. großen Photovoltaik-Anlagen werden als Speicher, je nach benötigter Leistung einzeln oder im Verbund, heutzutage meist Blei-Säure-Akkumulatoren eingesetzt.<sup>24</sup>

In Städten wird man bei der Suche nach solarbetriebenen Systemen mittlerweile ebenfalls schnell fündig. So werden zum Beispiel viele Verkehrserfassungsanlagen, Signalleuchten, Parkscheinautomaten und Fahrplanvitriolen mit Photovoltaik betrieben. Da in diesen Fällen oftmals eine andere Stromversorgung nur schwerlich möglich ist, da zum Beispiel Grabungsarbeiten zur Kabelverlegung unvermeidlich wären, wird hier auf Photovoltaik-Anlagen zurückgegriffen. Diese gewährleisten auch bei schlechten Witterungsverhältnissen und schlechtem Lichteinfall volle Funktionsfähigkeit.<sup>25</sup>

### 3.3 Netzunabhängige Energieversorgung von Gebäuden

#### Aufgabenstellungen:

1. Lesen Sie den kurzen Arbeitstext aufmerksam durch!
2. Im Arbeitstext werden drei verschiedene Generatoren in der Abbildung genannt. Grenzen Sie diese gegeneinander ab und erarbeiten Sie die jeweiligen Vor- und Nachteile der Generatoren! Nutzen Sie zu Ihrer Recherche einen internetfähigen PC!
3. Hybridsysteme kommen auch zunehmend in der Automobilindustrie zum Einsatz. Erklären Sie kurz, wie dort ein Hybridsystem arbeitet und recherchieren Sie Beispiele für Automobilhersteller und Modelle, welche die Hybridtechnologie nutzen!
4. Im Unterschied zu den Kleinsystemen ist der Energiespeicher bei netzunabhängiger Energieversorgung von Gebäuden unverzichtbarer Bestandteil. Diskutieren Sie in der Klasse, warum diese Speicher notwendig sind!

#### Arbeitstext:

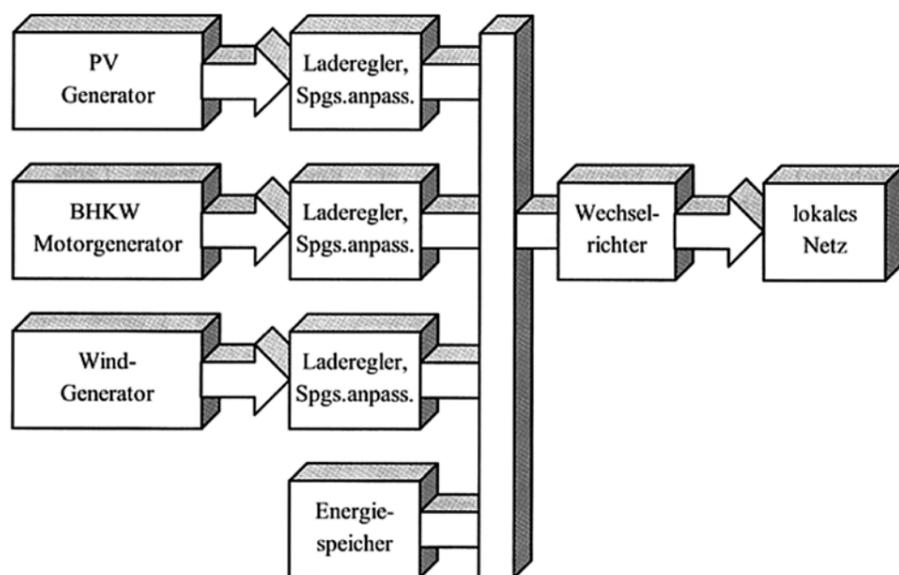
Für die Energieversorgung von Gebäuden, die fernab eines öffentlichen Energieversorgungsnetzes sind, ist die Photovoltaik eine attraktive Möglichkeit der Elektrizitätsgewinnung. So wird zum Beispiel für verschiedene Häuser des Deutschen Alpenvereins die Energieversorgung durch eine Photovoltaik / Diesel-Hybridanlage gewährleistet.<sup>26</sup>

Man spricht hier von einer **Hybridanlage**, da im Falle eines Nichtausreichens der von der Photovoltaik-Anlage erzeugten Energie ein weiteres, unabhängiges Gerät zur Energieversorgung angeschlossen wird. Hierbei handelt es sich bei Häusern oder Großgeräten meist um Dieselgeneratoren, im Falle von kleinen Dörfern oder Straßenzügen wird oftmals auch ein Windgenerator angeschlossen.<sup>28</sup> Wie oben stehende Abbildung zeigt, besteht der Aufbau von Photovoltaik-Systemen bei netzunabhängiger Versorgung, also sogenannten Inselanlagen, zusätzlich zum Photovoltaik-Generator aus einem oder mehreren weiteren unabhängigen Energielieferanten, die per Spannungsanpasser auf ein einheitliches Spannungsniveau gebracht werden. Der Wechselrichter sorgt dann letztendlich dafür, die erzeugte Leistung in das für den Verbraucher benötigte Format zu wandeln.<sup>29</sup>

Bei der autonomen Energieversorgung von Gebäuden durch eine Photovoltaik-Anlage ist stets darauf zu achten, vor Inbetriebnahme die elektrischen Geräte auf ihre Energieanforderungen zu prüfen und

möglichst gering zu halten, damit eine Energieversorgung stets sichergestellt werden kann. Auch die Verwendung von Photovoltaik-Anlagen-Komponenten, die weniger energieintensiv sind, ist zu empfehlen.<sup>30</sup>

**Hybridsystem zur Versorgung netzferner großer Verbraucher<sup>27</sup>**



**3.4 Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen**

**Aufgabenstellung:**

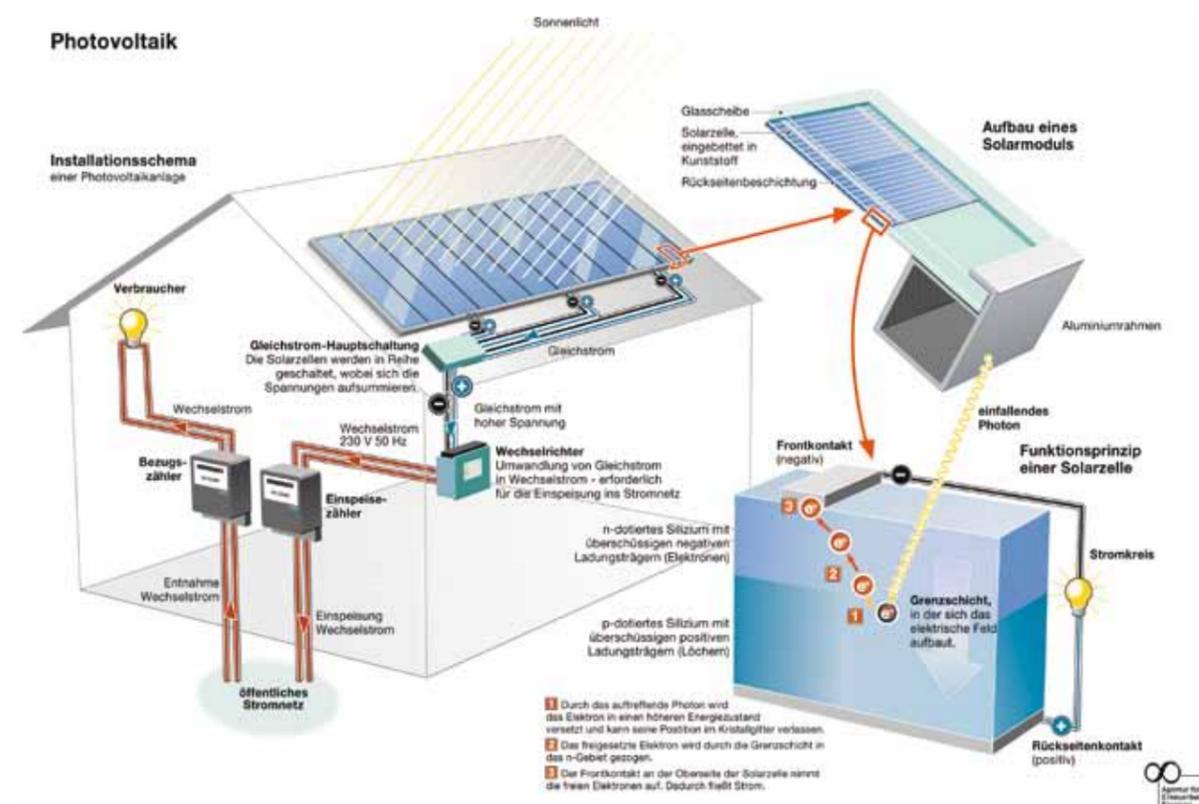
1. Lesen Sie den kurzen Arbeitstext aufmerksam durch!
2. Im Arbeitstext wird erwähnt, dass netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen in den vergangenen Jahren enormen Zuwachs erfahren haben. Recherchieren Sie im Internet, welche Gründe es für diese Entwicklung gibt und stellen Sie diese Gründe für eine Kurzpräsentation zusammen!
3. Führen Sie eine Bestandsanalyse durch! Erheben Sie durch eigene Beobachtung und Erfassung für einzelne Straßenzüge an Ihrem Wohnort, wo es bereits Photovoltaik-Anlagen gibt! Kennzeichnen Sie die Standorte in einer örtlichen Straßenkarte!

Die netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen sind die zurzeit am häufigsten vorkommenden Anlagentypen und haben in den vergangenen Jahren enormen Zuwachs zu verzeichnen. Im Gegensatz zu den netz-unabhängigen Anlagen wird hier die gewonnene elektrische Leistung in das angeschlossene öffentliche Stromnetz eingespeist.<sup>31</sup>

**Schematische Struktur dezentraler netzgekoppelter Anlagen<sup>32</sup>**



In ihrem grundsätzlichen Aufbau bestehen die netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen aus den Generatoren, die die Sonneneinstrahlung in Energie umwandeln, aus dem Wechselrichter, der den Gleichstrom in Wechselstrom wandelt und aus einem Zähler, der die Menge des eingespeisten Stroms ins Netz misst.



Quelle: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/technische\\_Skizze\\_-\\_Photovoltaik\\_02.jpg](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/technische_Skizze_-_Photovoltaik_02.jpg), Abruf vom 23.11.2010.

Bei bestehenden Gebäuden findet man Photovoltaik-Anlagen häufig in der Form der nachträglich installierten Auf-Dach-Montage. Aber auch die direkte Integration einer Anlage in die Gebäudefassade ist möglich. Zudem können die Module auch als Dachabdeckung oder Beschattungslamelle verwendet werden.<sup>33</sup>

Während bei Inselanlagen zusätzliche Energie von bspw. einem Dieselgenerator abgegriffen werden kann, wird bei netzgekoppelten Anlagen die benötigte Leistung aus dem weiterhin angeschlossenen öffentlichen Stromnetz entnommen. Überschüssige elektrische Leistung wird in das Stromnetz eingespeist.<sup>34</sup>

### 3.5 Exkursion/Gastvortrag

#### Aufgabenstellung:

Erfahren Sie mehr zum Thema Photovoltaik, indem Sie

- einen Fachverband besuchen und sich dort das Thema Photovoltaik darstellen lassen oder
- ein Unternehmen besuchen, das Photovoltaik-Anlagen installiert oder
- einen Experten einladen, der zum Thema Photovoltaik einen Vortrag hält. Der Experte kann auch der Besitzer einer Photovoltaik-Anlage sein.

Machen Sie sich während des Vortrags Notizen und diskutieren Sie mit dem Experten über die Inhalte des Vortrags/des Besuchs!

## 4

# Aufbau und technische Elemente einer Photovoltaik-Anlage

## 4.1 Solarmodule und Solarzellen

Das Kapitel gliedert sich in folgende Bestandteile:

- **Funktionsprinzip der Solarzelle**
- **Übersicht über die verschiedenen Technologien**
- **Aufbau der Solarmodule und Montagemöglichkeiten**

#### Aufgabenstellungen:

##### Zu Funktionsprinzip der Solarzelle:

1. Lesen Sie den umfangreichen Arbeitstext aufmerksam durch!
2. Für die Funktionsweise von Solarzellen ist das Element Silizium von großer Bedeutung. Stellen Sie Informationen zu diesem chemischen Element in einer anschaulichen Kurzpräsentation zusammen! Sammeln Sie die Informationen aus entsprechender Literatur!

##### Zu Übersicht über die verschiedenen Technologien:

3. Lesen Sie den umfangreichen Arbeitstext aufmerksam durch!
4. Bilden Sie sechs Gruppen und informieren Sie sich über eine der folgenden Technologien: Dünnschichtzellen, monokristalline Siliziumzellen, multikristalline Siliziumzellen, bandgezogene Siliziumzellen, farbige Solarmodule, Hochleistungszellen. Stellen Sie Ihre Informationen in einer PowerPoint-Präsentation zusammen und tragen Sie Ihre Ergebnisse der Klasse vor!

##### Zu Aufbau der Solarmodule und Montagetechnologien:

5. Lesen Sie den Arbeitstext aufmerksam durch!
6. Aus Solarzellen entstehen Solarmodule. Aus Solarmodulen entstehen Solargeneratoren. Erläutern Sie anhand eines karteikartengestützten Kurzvortrags, welche Montagemöglichkeiten von Solarmodulen bzw. Solargeneratoren möglich sind!

## Arbeitstext:

Der Gesamtstrombedarf in Deutschland wird zurzeit erst zu knapp zwei Prozent von Photovoltaik-Anlagen gedeckt. Dieser Wert wird sich in den kommenden Jahren weiter stetig erhöhen, da zum einen der Zubau von neuen Leistungen konstant steigt, zum anderen ein deutlicher Preisrückgang für Module in den letzten Jahren zu erkennen ist.

„Wenn Licht auf eine Solarzelle trifft, geschieht im Prinzip das Gleiche wie beim Drehen eines Fahrraddynamos. Ladungsträger werden zwischen zwei Polen getrennt. An einem Pol sammeln sich positive, am anderen negative Ladungsträger – Plus- und Minuspol. Es entsteht ein Energiepotenzial in Form einer elektrischen Spannung. Schließt man den Stromkreis zwischen den beiden Polen über einen Verbraucher, fließt Strom.“<sup>35</sup>

Die Photovoltaik Fachzeitschrift „Photon“ hat in Ausgabe 02/2010 in diesem Zusammenhang eine Markterhebung bzgl. Solarmodulen und Solarzellen durchgeführt und festgestellt, dass es im Jahr 2010 weltweit mehr als 160 Anbieter von Solartechnik gibt, die insgesamt rund 3.000 Typen von Solarmodulen anbieten. Dieser Anzahl von Typen liegen dementsprechend auch verschiedene Technologien zu Grunde, die sich in Aufbau, Qualität und Preis unterscheiden.<sup>36</sup>

Grundsätzlich werden **Dünnschichtmodule, kristalline Module und Hochleistungsmodule** unterschieden, die alle gewissen Standards unterliegen. Um hier einen Mindeststandard zu erreichen, der mit Zertifikaten bestätigt wird, wurden von der „International Electrotechnical Commission“ (IEC) bestimmte Kriterien definiert. So regelt bspw. die Richtlinie IEC 61215 die Qualitätsstandards für kristalline Module, während sich die Richtlinie IEC 61646 für Dünnschichtmodule verantwortlich zeigt. Sicherheitsbestimmungen werden zudem in einer separaten Richtlinie IEC 61730 geregelt. Diese Richtlinien sollen letztendlich dem Kunden dienen, Qualitätsmängel an Modulen und Zellen möglichst gering halten zu können.<sup>37</sup>

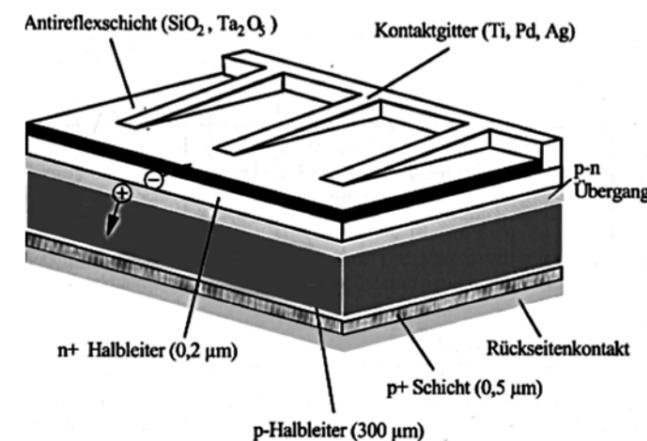
Im Rahmen der Markterhebung hat der Autor des Beitrags in der Zeitschrift Photon feststellen können, dass in naher Zukunft nicht mit einem Mangel an Modulen zu rechnen ist. Zum einen liegt dies daran, dass die Hersteller ihre Kapazitäten in den Jahren 2008 und 2009 deutlich ausbauen konnten, was speziell für den deutschen und den chinesischen Markt gilt, wobei besonders in China ein rapider Anstieg des Produktionsausbaus zu erkennen ist, da hier mittlerweile mit massiven Förderprogrammen für regenerative Energien geworben wird. Zum anderen ist das für die Herstellung der Zellen notwendige Rohmaterial Silizium in ausreichenden Mengen vorhanden, da es auf der Erde in Form von Quarz und Quarzsand existiert. Mit der Neuentwicklung und dem Ausbau von weiteren Dünnschicht-Produktionslinien kann sogar auf diesen in der Herstellung teuren Rohstoff je nach Technologie ganz oder teilweise verzichtet werden. In Deutschland macht die Dünnschichtkapazität mittlerweile rund ein Drittel des Gesamtportfolios der Industrie aus.<sup>38</sup>

Module und Zellen werden heutzutage in aller Welt produziert. In Bezug auf eventuelle Qualitätsun-

terschiede ist diese Tatsache allerdings eher zu vernachlässigen, da Qualitätsdefizite nur bestimmte Hersteller betreffen. Generell zu behaupten, dass zum Beispiel asiatische Produkte nicht mit Qualitätsstandards europäischer Produkte mithalten können, ist nicht möglich, zumal, wie in vielen anderen Branchen auch, europäische Hersteller meist aus wirtschaftlichen Gründen im asiatischen Raum produzieren lassen.<sup>39</sup>

Solarzellen wandeln Licht in elektrische Energie um. Hierbei handelt es sich **um einen verschleißfreien Vorgang**, der ohne bewegte Teilchen stattfindet. Am Beispiel der bewährten kristallinen Silizium-Zelle lässt sich der grundsätzliche Aufbau einer Standard-Solarzelle am besten beschreiben.

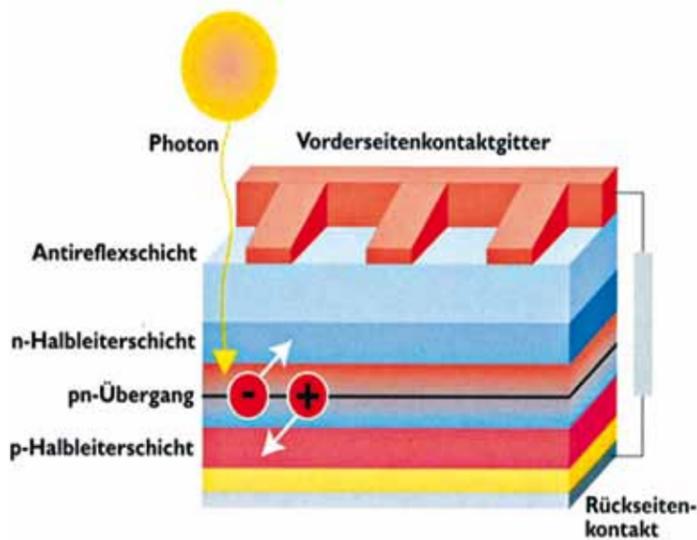
### Schematischer Querschnitt einer Silizium-Zelle<sup>40</sup>



Die Silizium-Zelle besteht aus zwei ungleich dotierten<sup>41</sup> Silizium-Schichten, wobei die Vorderseite, also die der Sonne zugewandte Seite, mit Phosphor negativ geladen ist. Die Schicht auf der Rückseite ist dagegen positiv mit Bor geladen. Metallische Elektroden auf beiden Schichten dienen nun der Stromabfuhr. Während Elektroden auf der Rückseite in einer großen Anzahl, meist in Form einer Aluminium- oder Silberpaste, angebracht werden, sind sie auf der Vorderseite in Form eines dünnen Gitters zu finden, um eine hohe Lichtdurchlässigkeit gewährleisten zu können. Eine auf der Zelloberfläche angebrachte Antireflexionsschicht dient nun dazu, dass nur ein geringer Teil des Lichtes reflektiert wird und eine möglichst hohe Anzahl an Photonen, also die kleinsten Energieteilchen der elektromagnetischen Strahlung, absorbiert werden kann. Diese Antireflexionsschicht ist auch für die typische schwarze bzw. blaue Farbgebung der Solarzellen verantwortlich.<sup>42</sup>

Wie bereits erwähnt, besteht eine Silizium-Solarzelle aus zwei Schichten, die jeweils unterschiedliche elektrische Eigenschaften besitzen. Es gibt eine p-Silizium-Schicht als Basis und eine n-Silizium-Schicht als Emitter. Zwischen der positiv dotierten p-Schicht und der negativ dotierten n-Schicht wirken an der Grenzschicht elektrische Feldkräfte. Dieses Feld wird durch den Übergang der überschüssigen Elektronen des n-Halbleiters in den p-Halbleiter hervorgerufen.

## Aufbau und Energieumwandlung einer kristallinen Silizium-Zelle<sup>43</sup>



Quelle: <http://www.solar-pur.de/bilder/aufbau.jpg>

Durch das Auftreffen der Solarstrahlung auf die Solarzelle entstehen im p-n-Silizium frei bewegliche Ladungsträger, negativ geladene Elektronen und sogenannte Löcher mit positiver Ladung, die wiederum durch die Feldkräfte an der Grenzschicht getrennt werden. In Folge der Ladungstrennung baut sich eine elektrische Spannung zwischen beiden Schichten auf, die über die Kontaktseiten entnommen werden kann. Fließt nun der elektrische Strom über den Verbraucher, wandern Elektronen vom Emitter in die Basis und kombinieren dort wieder mit den Löchern, wodurch der Vorgang der Ladungstrennung neu beginnen kann.<sup>44</sup>

## Übersicht über die verschiedenen Technologien

Anfang der fünfziger Jahre des letzten Jahrhunderts wurden die ersten Solarzellen von US-Wissenschaftlern entwickelt. Sie hatten damals einen Wirkungsgrad von lediglich 6 % und dienten der Stromversorgung von Satelliten und Raumfahrzeugen; für andere Zwecke waren sie noch zu teuer und zu wenig leistungsfähig. Rund zehn Jahre später erreichte man dann bereits einen Wirkungsgrad von etwa 10 %, der schließlich bis Anfang der siebziger Jahre auf 14 % gesteigert werden konnte. Der Ölpreisschock in den 70er Jahren bewirkte dann, dass auch die Photovoltaik verstärkt in die Bemühungen um die Erschließung der erneuerbaren Energien einbezogen wurde. Seit 1974 wurden rund hundert Halbleitermaterialien auf ihre praktische Verwertbarkeit für die photovoltaische Stromerzeugung untersucht. Dabei erwies sich Silizium hinsichtlich seiner technischen Eigenschaften, Verfügbarkeit und unproblematischen Entsorgung als das mit Abstand bestgeeignete Material.<sup>45</sup>

Silizium bildet mit einem Anteil von 27,5 % nach dem Sauerstoff das zweithäufigste Element der Erd-

kruste. Allerdings kommt es in der Natur nicht in reiner Form vor, sondern muss erst in einem aufwändigen Verfahren aus Verbindungen wie Sand, Quarz, Quarzsand oder Bergkristall gewonnen werden. Je nachdem, wie das Silizium bei diesem Prozess auskristallisiert, unterscheidet man zwischen monokristallinem, polykristallinem und amorphem Silizium. Am ergiebigsten ist das nach dem Czochralski-Verfahren „gezogene“ monokristalline Silizium, das Wirkungsgrade von 12 % bis 15 % ermöglicht, jedoch höchste Reinheit erfordert und in der Herstellung am teuersten ist. In jedem Falle unverzichtbar ist dieses Material für Transistoren, integrierte Schaltkreise und ähnlich anspruchsvolle Halbleiterzwecke. Für Solarzellen eignet sich dagegen auch das billigere polykristalline Silizium, das in Blöcken gegossen wird und mit dem sich Wirkungsgrade von 10 % bis 13 % erzielen lassen. Noch billiger ist das amorphe Silizium, mit dem man gegenwärtig allerdings nur auf Wirkungsgrade um 7 % kommt, was den Preisvorteil relativiert.<sup>46</sup>

Monokristalline und polykristalline Solarzellen haben in der Regel ein quadratisches Format von 10 cm Länge. Sie werden mit Spezialsägen von den gezogenen oder gegossenen Silizium-Blöcken abgesägt. Monokristalline Silizium-Solarzellen erkennt man an ihrer gleichmäßigen, glatten Oberfläche sowie den gebrochenen Ecken, die auf das Herstellungsverfahren zurückzuführen sind. Sie werden aus runden Scheiben mit 12,7 cm Durchmesser herausgesägt, die ihre runde Gestalt wiederum den gezogenen Blöcken verdanken. Manchmal belässt man sie auch in dieser runden Gestalt. Polykristalline Solarzellen sind dagegen so quadratisch wie die gegossenen Blöcke, aus denen sie herausgesägt werden. Sie haben eine unregelmäßige Oberfläche, auf der deutlich die Kristallite von einigen Millimetern bis einigen Zentimetern Durchmesser zu sehen sind. Amorphes Silizium weist keine Kristallstruktur auf, sondern besteht aus ungeordneten Silizium-Atomen, die auf Glas oder ein anderes Substrat aufgedampft werden. Im Alltag begegnet uns amorphes Silizium oft in Solarzellen für Taschenrechner oder Armbanduhr.<sup>47</sup>

Die technisch mögliche Dicke dieser gesägten Scheiben, englisch auch „Wafers“ genannt, betrug früher etwa 0,45 mm. Sie konnte aber in letzter Zeit auf 0,2 Millimeter und weniger verringert werden. Dies brachte einen Kostenvorteil, da sich damit aus demselben Silizium-Block weitaus mehr Scheiben herstellen lassen. Entscheidend für die abgegebene Stromstärke ist nämlich die Fläche (und nicht die Dicke) der Solarzelle. Um den Energieaufwand und die Kosten für die Herstellung solcher Solarzellen zu senken, muss somit die Zelldicke reduziert werden.<sup>48</sup>

## Nachfolgend werden die wichtigsten Zellarten dargestellt:

### Dünnschichtzellen

Zu den Dünnschichtzellen zählen die mikrokristallinen und mikromorphen Zellen:

**Mikromorphe Zellen**, welche mikrokristallines Silizium verwenden, sind eine der jüngsten Solartechnologien auf dem Markt. Bei der Herstellung wird hier im Mikrometerbereich verfahren, wodurch die Einordnung in die Klasse der Dünnschichtzellen nicht ganz korrekt ist. Im Vergleich zu herkömmlichen kristallinen Zellen sind mikrokristalline Zellen allerdings signifikant dünner. Des Weiteren beruht dieses System auf dem Abscheiden einer Schicht auf einem Substrat, was für diese Einordnung spricht.

### Mikrokristallines und mikromorphes Silizium-Modul <sup>49</sup>



Während der Herstellung wird das mikrokristalline Silizium in mehreren Schichten aufgetragen, um die elektrischen Eigenschaften des Materials zu verbessern. Dies geschieht mittlerweile immer zahlreicher in Kombination mit amorphem Silizium, wodurch sich der Begriff des mikromorphen Siliziums geprägt hat.<sup>50</sup>

Auch wenn bisher nur bei wenigen Herstellern eine fehlerfreie Serienproduktion möglich ist, werden viele, die noch auf amorpher Silizium-Basis produzieren, in Zukunft auf mikromorphe Zellen umstellen. Dies liegt besonders daran, dass die Produktion auf dem ausgiebig vorkommenden Silizium basiert und keine Verwendung der kaum vorkommenden Rohstoffe Tellur und Indium beinhaltet. Sollten die Hersteller die Produktionskosten weiter senken können, sollte sich dieses Verfahren auch als direkte Alternative zu anderen Dünnschichtverfahren aufstellen können. Der Wirkungsgrad dieser Module liegt bei etwa acht bis neun Prozent.<sup>51</sup>

Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Energy XXXL\_16659552-Andyworks

### CIS- bzw. CIGS-Zelle

Bei den CIS- bzw. CIGS-Zellen beruht die Herstellung von Halbleitern auf der Basis von Chalkopyriten (Buntkupfer). Des Weiteren sind hier je nach Mischungsverhältnis die zum Teil sehr begrenzt verfügbaren Rohstoffe Kupfer und Indium sowie Gallium und Selen oder Schwefel enthalten. Aus diesen Elementen hat sich daraus das für diese Zellen gängige Kürzel CIGS, bzw. vereinfachend CIS, ergeben.

### CIS- bzw. CIGS-Modul <sup>52</sup>



Durch das komplizierte Herstellungsverfahren dieser Zellen und die hierzu verwendeten zum Teil sehr knappen Ressourcen ist es für die Hersteller schwierig, ausreichende Kapazitäten zu schaffen. Mittlerweile gibt es aber zumindest auch hier Wege, die Produktionskosten zu senken. Der Wirkungsgrad liegt bei diesen Zellen bei 11 % bis 12 %, was sie gegenüber den in den folgenden Abschnitten beschriebenen amorphen Silizium-Zellen und Cadmium-Tellurid-Zellen positiv abhebt.<sup>53</sup> Quelle: [www.photocase.de](http://www.photocase.de) – Sonnenenergie Teil 1\_ID196570-daniel.schoenen

### Amorphes Silizium (a-Si)

Die Nutzung von amorphem Silizium stellt die älteste Form der Herstellung von Dünnschichtzellen dar. Bei der Produktion wird der Halbleiter in einer Gasphase auf ein Substrat abgeschieden. Hierbei kann es sich sowohl um Glas, als auch um Metall handeln. Des Weiteren werden transparente Leiterschienen

eingebaut, die dazu dienen, den Strom abzuführen. Um bei diesem System geeignete Strom- und Spannungswerte zu erreichen, wird gleichzeitig zum Implantieren der Leiterschienen die Fläche in diverse Zellen per Laser geteilt. Hierbei ist zu beachten, dass kleine und in Reihe geschaltete Zellen niedrige Ströme und hohe Spannungen erzielen.<sup>54</sup>

### Amorphes Silizium Modul <sup>55</sup>



Der Wirkungsgrad bei amorphem Silizium liegt bei lediglich 6 %. Dies liegt insbesondere an der außergewöhnlich dünnen Silizium-Schicht. Es handelt sich hierbei um eine amorphe, also ungeordnete Struktur. Während bei kristallinen Zellen die Schichtdicke bei etwa 180 Mikrometer liegt, ist diese bei den amorphen Zellen etwas unter einem halben Mikrometer dick.<sup>56</sup>

Generell lässt sich sagen, dass bei Dünnschichtzellen oft von einem sehr guten Schwachlichtverhalten gesprochen wird, was bedeutet, dass sie in Gegenden mit diffuser Lichteinstrahlung gegenüber kristallinen Silizium-Zellen einen Vorteil besitzen. Dies soll oft als Ausgleich für den geringen Wirkungsgrad dienen, was aber angesichts eines Wertes im einstelligen Prozentbereich kaum Beachtung finden sollte. Um den geringen Wirkungsgrad aber tatsächlich teilweise wett machen zu können, wird eine im Vergleich zu anderen Modulen viel größere Fläche und deutlich mehr Systemtechnik benötigt. Daraus resultiert wiederum, dass der zur Produktion benötigte Materialanteil und der vergleichsweise günstige Preis kaum ins Gewicht fallen.<sup>57</sup> Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Flat-plate solar collector\_939788-Aleksander

### Cadmiumtellurid

Seit dem Jahre 2005 werden Cadmium-Tellurid-Zellen von dem US-Amerikanischen Hersteller First Solar in Massenproduktion hergestellt, die mit Einführung dieser Technologie zu einem der größten Modulhersteller weltweit geworden sind. Es gibt nur noch zwei weitere Hersteller dieser Module, die allerdings nur geringe Kapazitäten aufweisen können.

### Cadmium-Tellurid-Modul <sup>58</sup>



Bei der Herstellung findet in geringem Maß das hochgiftige Schwermetall Cadmium Verwendung. Es stellt allerdings nur ein geringes Risiko dar. Sogar bei einem Brand ist es nur unter sehr ungünstigen Umständen möglich, dass das Cadmium freigesetzt wird. Seitens des Herstellers gibt es auf die Module trotz des Cadmumeinsatzes eine Rücknahme- und Recycling-Garantie. Generell beruht die Herstellung auf signifikant günstigen Produktionskosten. Diesen Modul-Typ findet man insbesondere auf Freiflächenanlagen sowie auf großen Auf-Dach-Anlagen. Der Wirkungsgrad bei Cadmium-Tellurid-Modulen liegt zwischen 9 und 11 %.<sup>59</sup>

Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Mirror Panels\_11513984-paulrommer

## Kristalline Silizium-Zellen

### Monokristalline Silizium-Zellen

Die Modultechnologie der monokristallinen Silizium-Zellen gilt als die älteste in der Photovoltaik. Besonderes Merkmal ist, dass diese den höchsten Wirkungsgrad bei den kommerziell genutzten Photovoltaik-Anlagen besitzen. In diesem Punkt werden sie nur von den besonderen und sehr teuren Raumfahrt- und Konzentrator-Modulen überflügelt.

### Monokristallines Modul <sup>60</sup>



Um einen monokristallinen Silizium-Kristall zu erhalten, wird aus einer Silizium-Schmelze der Impfkristall <sup>61</sup> langsam und gleichmäßig entnommen. Es bildet sich ein zylinderförmiges Produkt, welches an beiden Enden spitz zuläuft. Diese Enden werden dann jedoch entfernt und der Kristall auf einen „semiquadratischen“ Querschnitt zugeschnitten. Im nächsten Arbeitsschritt wird der Kristall dann mit Hilfe von Drahtsägen in viele Scheiben gesägt, und es bilden sich die sogenannten „Wafer“, die das Substrat darstellen. <sup>62</sup>

Während man in früheren Modulen runde Solarzellen fand, sind sie heute in Form von Halbquadraten, um eine höhere Anzahl an Zellen in einem Modul verbauen zu können. Monokristalline Silizium-Zellen gibt es in einer

großen Auswahl, so gibt es auch Zellen mit geringeren Wirkungsgraden, was auf ein qualitativ nicht hochwertiges Material bzw. auf die Verarbeitung zurückzuführen ist. Generell besitzt diese Technologie weltweit einen sehr großen Marktanteil, was auch zu großen Schwankungen bei den Preisen auf dem Markt führt. <sup>63</sup> **Quelle:** [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Your new clean business!\_3209379-image\_of\_life

### Multikristalline Silizium-Zellen

Multikristalline Silizium-Zellen bestehen aus einer großen Anzahl an Kristallen. Aufgrund der in den Zwischenräumen auftretenden Korngrenzen ist der Wirkungsgrad nicht so hoch wie bei monokristallinen Zellen. Allerdings gilt dies nicht zwangsläufig für die Effizienz, da diese meist sogar besser ist als bei nicht hochwertigen monokristallinen Zellen.

### Multikristallines Modul <sup>64</sup>



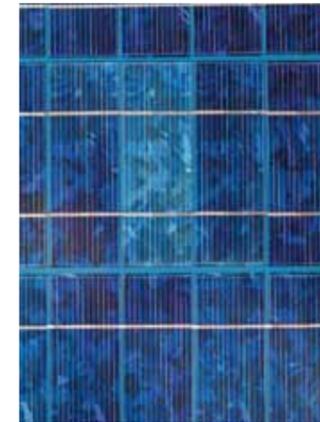
Zur Herstellung multikristalliner Zellen wird das Silizium zunächst in Tiegeln zum Erhitzen gebracht, um es dann in quadratische Blöcke zu zerteilen. Im Anschluss werden dann die quadratischen „Wafer“ herausgesägt. Diese bieten in einem Modul nebeneinander angeordnet nicht so viel Freiraum wie monokristalline halbquadratische Zellen, wodurch diese ihren höheren Wirkungsgrad besitzen. Den höchsten Marktanteil aller Modultechnologien erreichen sie zudem durch ihren nicht kostenintensiven Material- und Energieverbrauch bei der Herstellung. <sup>65</sup>

**Quelle:** [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Panels\_16554531-winhorse

## Farbige Solarmodule

Farbige Solarmodule sind eher selten anzutreffen. Generell sollen sie dazu dienen, sich ihrer Umgebung farblich besser anpassen zu können. Bspw. sind die Ziegel eines Daches meist rot, somit wären rote Solarmodule nicht so auffallend wie in der herkömmlichen blauen Ausführung.

### Farbiges Modul <sup>66</sup>



Aufgrund ihres Rohstoffs Silizium sind Solarzellen in ihrer Ursprungsform grau. Während die Wafer einer monokristallinen Zelle einheitlich dunkelgrau erscheinen, ist bei polykristallinen Zellen eine große Anzahl an Schattierungen zu erkennen. Ihre bläuliche Farbe erhalten sie durch die wenige Nanometer dünne Antireflexschicht, die auf die grauen Wafer aufgetragen wird. Hierfür wird für gewöhnlich Siliziumnitrid verwendet. Eine Farbgebung in rot, grün, gelb oder gold erhält man dann durch Änderung der Dicke der Antireflexschicht. <sup>67</sup>

Die Unterschiede von blauen Wafern zu sonstigen farblichen Zellen können im Hinblick auf den Wirkungsgrad mehrere Prozent ausmachen, da nur eine bestmöglich abgemessene Antireflexionsschicht

höchste Effizienz bietet. Somit bergen farbliche Module immer das Risiko, dass sie zwar farblich zur Umgebung passen, aber nicht die gewünschte Leistung erbringen. <sup>68</sup>

**Quelle:** [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Panel, textured effect\_14542662-Ary6

## Bandgezogenes Silizium

Mit bandgezogenen Silizium-Zellen soll die Verschwendung des Rohstoffs Silizium bei der Produktion signifikant verringert werden. Zur Herstellung des sogenannten Foliensiliziums gibt es zwei Verfahren, die darauf abzielen, aus dem geschmolzenen Silizium extrem dünne Scheiben zu erhalten.

### Bandgezogenes Silizium-Modul <sup>69</sup>



Zum einen gibt es das mittlerweile eingestellte „EFG-Verfahren“ (Edge-defined film-fed growth). Hierbei soll ein Zylinder in Oktaeder-Form in die Silizium-Schmelze eingeführt werden und dann äußerst langsam wieder entnommen werden. Sobald das Silizium an den Innenseiten erhärtet ist, wird der Oktaeder in acht Stücke geteilt und zu Solarzellen weiterverarbeitet. <sup>70</sup> Das zweite Verfahren, das „String Ribbon – Verfahren“, ist das heute einzig genutzte Verfahren für diese Modultechnologie. Hier werden durch die Silizium-Schmelze zwei Bänder geführt, zwischen denen der Rohstoff dann durch die Luft erkaltet. Der große Vorteil dieses Verfahrens ist, dass im Vergleich zu den anderen herkömmlichen Verfahren nur etwa die Hälfte des Rohstoffs Silizi-

um verbraucht wird. Allerdings ist bei den bandgezogenen Silizium-Zellen der Wirkungsgrad nicht so hoch und beträgt aufgrund der geringeren Materialeigenschaften, verglichen mit den konventionellen Technologien, nur etwa 13 %.<sup>71</sup>

Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Penal, textured effect\_14542662-Ary6

## Hochleistungszellen

### Rückkontaktzellen

Die Rückkontaktzellenmodule sollen wie alle Hochleistungsmodule einen möglichst hohen Wirkungsgrad erreichen. Bei dieser Modultechnologie werden die Kontaktschienen einer Solarzelle auf der Rückseite platziert, um eine größere von der Sonne erreichbare Silizium-Fläche zu erhalten.

#### Rückkontaktzellen Modul <sup>72</sup>



Weltweit gibt es nur wenige Hersteller, die versucht haben, diese Technologie zur Reduzierung der Kontaktregionen in ihrer Produktion umzusetzen. Lediglich der US-Amerikanische Hersteller „Sunpower Corp.“ erreicht einen Wirkungsgrad von 19 %, was dem höchsten Wirkungsgrad aller Serienprodukte entspricht. Erreicht wird dies unter Verwendung eines außerordentlich reinen, monokristallinen Siliziums, welches in einem aufwändigen Herstellungsprozess verwendet wird. Bei dem Verfahren werden abwechselnd auf der Rückseite der Zelle mikroskopisch winzige, negative und positive Kontakte angebracht.<sup>73</sup>

Auf den tiefschwarzen Zellen sind keine Kontaktstreifen zu erkennen, was u.a. eine sehr edle Optik hervorbringt. Die Kombination aus edler Optik und höchstem Wirkungsgrad bringt für den Hersteller trotz eines sehr hohen Preises einen hohen

Absatz. Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Penal\_13131483-Floortje

### HIT-Zellen

Die HIT-Solarzellen (Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer) wurden von dem japanischen Hersteller Sanyo Electric Company Ltd. entwickelt.

#### HIT-Zellen Modul <sup>74</sup>



Bei der Herstellung nach diesem Verfahren wird eine Zelle, die aus monokristallinem Silizium besteht, mit zwei Schichten aus amorphem Silizium ummantelt. Dabei werden mehrere Halbleiterübergänge zwischen den Materialschichten geschaffen, da zwei oder drei Schichten amorphes Silizium miteinander verbunden werden. Somit finden zwei Materialien Verwendung, die ungleiche spektrale

Empfindlichkeiten aufweisen. Während kristallines Silizium unter direkter Sonneneinstrahlung seine Stärken ausspielen kann, ist amorphes Silizium empfänglicher bei trübem Wetter. Auch aufgrund des hohen Wirkungsgrades von etwa 17 %, in Labortests sogar bis zu 23 %, gehören die HIT-Module zu den weltweit teuersten auf dem Markt.<sup>75</sup>

Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Photovoltaik\_16511236-guenterguni

## Aufbau der Solarmodule und Montagemöglichkeiten

Das Solarmodul stellt die zentrale Komponente einer Photovoltaik-Anlage dar. Es ist der Empfänger des Sonnenlichtes und wandelt dieses in Energie um. Ein Solarmodul besteht hierbei aus einem Zusammenschluss von mehreren Solarzellen.

Generell wird zwischen einem Standardmodul, einem Spezialmodul und einem Sondermodul unterschieden. Standardsolarmodule werden in Masse produziert und sind für Photovoltaik-Anlagen gedacht, die keine besonderen Bedingungen an die Module stellen. Bei Spezialmodulen findet meist eine Fertigung in kleiner Stückzahl statt, da sie speziell an die Bedürfnisse einzelner Anlagen angepasst werden müssen. Unter Sondermodulen versteht man besondere Anfertigungen, die u.a. auch bestimmte Nischen abdecken sollen. So handelt es sich hierbei um Sonderformen der Module oder auch um bestimmte Konstruktionen, wie bspw. ein Solardachziegel.<sup>76</sup>

In einem Standardmodul ist die übliche Anzahl von Zellen zumeist 36, 48, 54, 60 bzw. 72 Stück pro Modul, die heutzutage schon während der Produktion vollautomatisch hintereinander geschaltet werden. Hierzu wird der Frontkontakt einer jeden Zelle, der den Minuspol darstellt, mit dem Rückkontakt, dem Pluspol der nächsten Solarzelle verbunden. Der jeweilige Anfang und das Ende eines solchen Verbundes werden nach außen geführt und münden dann auf der Rückseite des Moduls in einer Modulanschlussdose.<sup>77</sup>

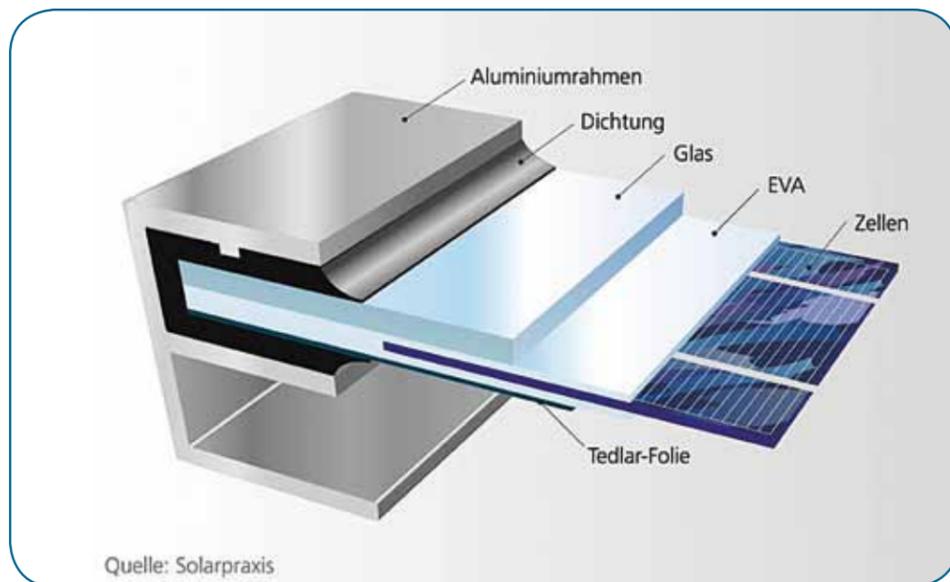
#### Abbildung 17: Schematische Darstellung der Serienschaltung von Solarzellen <sup>78</sup>



Da es verschiedene Arten von Zellentypen gibt, gilt dieses Verfahren nur für Standardmodule. Bei Dünnschichtmodulen werden bspw. schon während des Beschichtungsvorgangs die Zellen als schmale

Streifen auf einer Glasscheibe aufgedampft, so dass ein anschließendes Verbinden der einzelnen Zellen nicht mehr von Nöten ist.

#### Aufbau eines Standardelementes <sup>79</sup>



In einem Modul werden zumeist vier bzw. acht Reihen aus Zellen nebeneinander verwendet, wodurch sich auch die rechteckige Struktur der Module ergibt. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, besteht ein Standardmodul aus mehreren Komponenten. Die einzelnen Solarzellen werden auf der Vorderseite von einer besonders lichtdurchlässigen Glasschicht abgedeckt, während sie mit einem Ethylen-Vinyl-Acetat-Verbundstoff gefestigt auf einer Rückseitenfolie aufliegen. Ethylen-Vinyl-Acetat ist ein durchsichtiger Kunststoff, der die Zellen elektrisch isoliert und zudem eine hohe Wärmebeständigkeit und Alterungsbeständigkeit gewährt. Die ganze Konstruktion wird dann unter Einfluss von Druck und Wärme zusammengebacken und von einem Aluminiumrahmen fixiert, der auch zur Montage und als Schutz des Glases dient. Somit sind die empfindlichen Zellen besonders vor witterungsbedingten und mechanischen Einflüssen geschützt. <sup>80</sup>

Auf der Rückseite eines jeden Moduls befindet sich die Modulanschlussdose. Hierbei handelt es sich um ein Kunststoffteil, welches durch seine Beschaffenheit witterungs- und UV-beständig ist. Da heutzutage die meisten Solarmodule mit Steckern und Anschlussleitungen ausgeliefert werden, ist ein einfacher Zusammenschluss mehrerer Module durch die berührungssicheren Stecker möglich. Einen Zusammenschluss mehrerer Module bezeichnet man auch als Photovoltaik-Generator. <sup>81</sup>

Durch den Zusammenschluss diverser Module in Serie ist es möglich, eine hohe Spannungsebene bei gleichzeitig geringer Stromebene zu schaffen, um die ohmschen Verluste möglichst klein halten zu kön-

nen. Allerdings birgt ein solches Konstrukt auch gewisse Gefahren, da bereits bei partiell abgeschatteten Modulen die Strangleistung deutlich abnimmt. Dies kann u.U. auch teilweise zu Überhitzungen führen, da die Leistung der im Einstrahlungsbereich befindlichen Module in den abgeschatteten Modulen zu Wärme umgewandelt wird. Um diesen Effekt verhindern zu können, werden antiparallel zu jedem Modul sogenannte Bypass-Dioden geschaltet. Bei einem Zusammenschluss der Module in Parallelschaltung muss ein deutlich höherer technischer Aufwand durch die Verminderung des ohmschen Verlustes in den Leitungen betrieben werden. Allerdings besitzt diese Schaltung eine geringere Spannungsebene und ist auch resistent gegen teilweise vorkommende Abschattungen. <sup>82</sup>

Durch die universellen Anpassungsmöglichkeiten einer Photovoltaik-Anlage bieten sich auch verschiedene Möglichkeiten der Montage an. Im Folgenden werden die für den privaten Verbraucher sinnvollen Wege der Montage aufgezeigt.

### Schrägdachmontage

Die Dachmontage findet im Bereich der privaten Haushalte bisher die größte Resonanz, was insbesondere an der Möglichkeit liegt, die Module auf ein bereits existierendes Dach installieren zu können. So sind keine teuren Umbaumaßnahmen nötig, da es diverse Wege gibt, die Module auf dem Dach zu befestigen. Hierbei zu nennen sind insbesondere Dachhaken, Laufbohlenstützen und Ziegeln mit fest angepassten Halterungen, um die Modulunterkonstruktion befestigen zu können. Es sollte auch darauf geachtet werden, ein System zu benutzen, das im Falle eines Defektes oder einer Wartung ermöglicht, ohne großen Aufwand ein Modul zu demontieren. <sup>83</sup>

### Flachdach- und Freiflächenmontage

Da die Dachhaut nicht beschädigt werden sollte, findet man bei Flachdachmontagen die Module zumeist auf Unterkonstruktionen installiert, die nach dem Schwerkraftprinzip aufgebaut sind und die zugleich auch starke Windlasten aufnehmen können. Typische Möglichkeiten der Konstruktion sind hier zum Beispiel das Beschweren mit Betonplatten oder das Auffüllen mit Kies und Sand. Es werden aber auch von den Herstellern fertige Konstruktionen (z.B. Betonfertigbauteile) angeboten. Bei Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen ist es wichtig, auf eine geeignete Tragkonstruktion zu achten, um zum Beispiel ein geeignetes Lastverhalten aufweisen zu können, gegen Diebstahl abgesichert zu sein und auch eine einfache Austauschbarkeit der Module zu ermöglichen. <sup>84</sup>

### Fassadenintegration

Photovoltaik-Module, die in eine Fassade integriert werden, müssen spezielle Anforderungen erfüllen, da eine Fassade bei einem Gebäude unter anderem Schutz vor Feuchtigkeit, Schnee und Lärm bieten soll. Somit sollten die Module insbesondere eine lange Haltbarkeit und Widerstandsfähigkeit aufweisen. <sup>85</sup>

Wird ein Modul als Warmfassadenelement installiert, müssen entsprechende Bestimmungen der Wärmeschutzverordnungen erfüllt sein. Bei der Herstellung werden die verbundenen Zellen entweder in transparenten, UV-beständigen Gießharz eingegossen oder mit einer Kunststoffolie verbunden. Die Vorderseite des Moduls, also die der Sonne zugewandte Seite, wird mit einem hochtransparenten Sicherheitsglas versehen, während die Rückseite mit einem gewöhnlichen Floatglas bestückt wird. Diese Elemente können dann in Fassaden oder Verglasungen eingesetzt werden.<sup>86</sup>

## 4.2 Speichertechnologien

### Aufgabenstellungen:

1. Lesen Sie den Text aufmerksam durch!
2. Stellen Sie Informationen zu den chemischen Elementen Blei, Nickel und Cadmium zusammen! Sammeln Sie die Informationen aus der entsprechenden Literatur! Beachten Sie dabei, dass Sie für alle drei Elemente Informationen bzgl. identischer Kategorien sammeln, so dass Sie die Informationen in einer Tabelle zusammenstellen können! Verwenden Sie zur Darstellung der Tabelle eine geeignete Software!
3. Diskutieren Sie die Umweltverträglichkeit der einzelnen Speichertechnologien in der Praxis!

**Bei netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen ist eine Speicherung der erzeugten elektrischen Leistung nicht zwingend erforderlich**, da diese Energie stets in das angeschlossene, öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Betrachtet man aber die netzunabhängigen Anlagen, ist eine Speicherung der elektrischen Leistung unumgänglich. Bei diesen Anlagen ist eine Entnahme der produzierten Energie nur zeitgleich zur Energieerzeugung und somit aufgrund der Sonneneinstrahlung nur tagsüber möglich. Hinzu kommt, dass die erzeugte Leistung tagsüber durch zum Beispiel Bewölkung normalerweise nie konstant auf höchstem Niveau ist.<sup>87</sup>

Zur Energiespeicherung kommen bei Photovoltaik-Anlagen Sekundärbatterien, so genannte Akkumulatoren, zum Einsatz. Sie gehören zu den elektrochemischen Speichersystemen, das heißt, dass es beim Laden und Entladen zu elektrochemischen Vorgängen kommt. Beim Laden wird die elektrische Energie in speicherbare, chemische Energie umgewandelt, die beim Entladen zurück in elektrische Energie gewandelt wird. Trotz einer Vielzahl an Technologien für Akkumulatoren haben sich für die Photovoltaik der Bleisäure- und der Nickel-Cadmium-Akkumulator durchgesetzt. Diese erfüllen die benötigten Anforderungen, wie etwa eine hohe Lebensdauer, ein hoher Gesamtwirkungsgrad und große Kapazitäten im Vergleich zu etwa einem Lithium- oder Nickel-Metallhydrid-Akkumulator.<sup>88</sup>

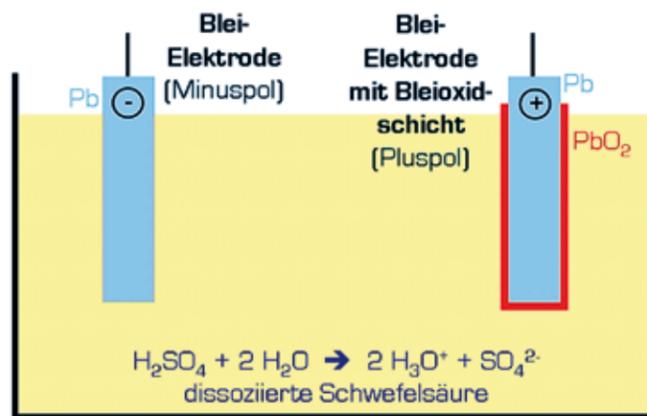
### Kenndaten von Blei-Säure- und Nickel/Cadmium-Akkumulatoren

	Positive Masse, Elektrolyt, negative Masse (geladen)	Elektrolyt-Nenn-dichte (geladen 20°C) [kg/l]	Nennspannung, Gasungsspannung [V]	Energiedichte	
				Theoretisch [Wh/kg]	Praktisch [Wh/kg]
Blei-Akkumulator	PbO <sub>2</sub> H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> Pb	1,20 – 1,28	2,0 etwa 2,4	161	20 – 40
Nickel/ Cadmium-Akkumulator	NiOOH KOH	1,17 – 1,30	1,2 etwa 1,55	217	30 - 50

### Blei-Säure-Akkumulator

Blei-Akkumulatoren kommen weltweit am häufigsten bei Photovoltaik Anlagen als Speichermedium zum Einsatz. Sie sind im Vergleich zu Nickel-Cadmium-Akkumulatoren kostengünstiger, bieten einen höheren Wirkungsgrad und sind in der Wartung einfach zu handhaben. Man findet Blei-Akkumulatoren sowohl als Einzelzellen mit geringen Kapazitäten, als auch im Verbund mit einer Vielzahl von Zellen mit einer Kapazität von bis zu 10.000 Amperestunden [Ah].

### Arbeitsweise des verschlossenen Bleiakkumulators<sup>89</sup>



Quelle: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/de/7/73/Bleiakku.png>

Für den Blei-Akkumulator wird in der Regel ein Gehäuse aus Kunststoff verwendet, welches mit verdünnter Schwefelsäure [H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>] gefüllt ist. Die Schwefelsäure dient hier als Elektrolyt, sie leitet also den elektrischen Strom. In die Säure werden dann zwei unterschiedlich geladene Elektroden eingeführt, von denen die positiv geladene aus grauem Schwammblei [Pb] und die negativ geladene aus braunem Bleiodioxid [PbO<sub>2</sub>] besteht. Kommt es nun zum Entladen, bestehen die entladenen Elektroden aus Bleisulfat [PbSO<sub>4</sub>].<sup>90</sup>

Die Dichte der Schwefelsäure stellt ein Maß für den Ladezustand des Akkumulators dar. Bei vollem Ladezustand beträgt dieser Wert etwa 1,28kg/l, in entladenerem Verhältnis etwa 1,10kg/l. Um die Lebensdauer von mehreren Jahren des Akkumulators nicht negativ zu beeinflussen, sollte man allerdings darauf achten, ihn nicht tiefer als 80% zu entladen.<sup>91</sup>

### Nickel-Cadmium-Akkumulator

Der Nickel-Cadmium-Akkumulator wird besonders bei Photovoltaik-Anlagen eingesetzt, die eine hohe Robustheit in Bezug auf Tiefenentladung und ein breites Temperaturspektrum als Anforderung haben. So kann u.a. ihre Funktion bei Temperaturen von etwa -20 Grad Celsius bis zu +45 Grad Celsius gewährleistet werden. Allerdings finden sie nicht nur aufgrund des enthaltenen Schwermetalls Cadmium keine ähnlich hohe Resonanz wie Blei-Säure-Akkumulatoren, sondern auch aufgrund ihres hohen Anschaffungspreises. Im Jahre 2004 wurde vom EU-Ministerrat eine Reduzierung der Nutzung von Nickel-Cadmium-Akkumulatoren aufgrund der darin enthaltenen Schwermetalle beschlossen. Daraufhin hat das Europäische Parlament zwei Jahre später ein Gesetz verabschiedet, das Batterien und Akkumulatoren mit mehr als 0,002 Gewichtsprozent Cadmium verbietet.<sup>92</sup>

Der grundsätzliche Aufbau besteht bei Nickel-Cadmium-Akkumulatoren aus zwei unterschiedlich geladenen Elektroden, wobei die positiv geladene Elektrode aus Nickel(III)-Hydroxid [NiOOH] und die negativ geladene Elektrode aus Cadmium [Cd] besteht. Eine verdünnte Kalilauge [KOH] dient bei diesem Akkumulator als Elektrolyt, nimmt aber nicht an den Elektrodenreaktionen teil, wodurch die Dichte der Lauge auch nicht als Maß für den Ladezustand herangezogen werden kann.<sup>93</sup>

## 4.3 Wechselrichter und Einspeisezähler

### Aufgabenstellungen:

1. Lesen Sie den Text aufmerksam durch!
2. Führen Sie mittels einer Internetrecherche eine Marktanalyse zu den derzeit erhältlichen Wechselrichtern durch! Legen Sie dazu zunächst fest, welche Informationen Sie bezüglich der Wechselrichter zusammenstellen wollen!
3. Wechselrichter haben meist eine kürzere Lebensdauer als eine Photovoltaik-Anlage, d.h. sie müssen vorzeitig ausgetauscht oder repariert werden. Erarbeiten Sie in kleinen Gruppen eine Übersicht über die zentralen Bauteile eines Wechselrichters und dokumentieren Sie diese mit einer geeigneten Präsentationssoftware!
4. Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen bedürfen eines Einspeisezählers, den der jeweilige örtliche Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber vermietet. Informieren Sie sich, wer als regionaler Netzbetreiber an Ihrem Standort in Frage kommt und welche Mietkosten pro Jahr entstehen!

Arbeitstext :

### Wechselrichter

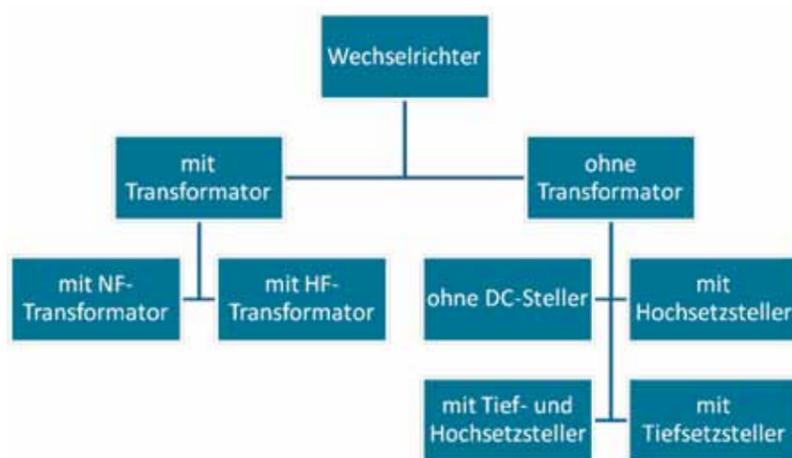
Um die von den Photovoltaik-Generatoren erzeugte elektrische Leistung nutzen zu können, wird ein Wechselrichter benötigt, der dazu dient, **Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln** und auf die in Haushalten gebräuchliche Spannung von 230V zu transformieren. Der Wechselrichter wird zumeist innerhalb eines Gebäudes angebracht, um nicht der direkten Sonnenstrahlung ausgesetzt zu sein. Durch die entstehende Wärme in und an den Geräten würde der Wirkungsgrad der Geräte deutlich sinken.<sup>94</sup>

Bei Wechselrichtern werden nach dem Steuerungsprinzip zwei Arten unterschieden. Dies sind zum einen die **netzgeführten Wechselrichter**, die den Strom in das öffentliche Stromnetz einspeisen und zum anderen die **selbstgeführten Wechselrichter**, die ohne angeschlossenes Stromnetz verwendet werden können. Während bei netzgeführten Wechselrichtern die Ein- und Ausschaltimpulse für die elektronischen Leistungsschalter aus der Netzspannung geformt werden, ist bei den selbstgeführten Wechselrichtern ein Mikroprozessor für die Impulsgebung verantwortlich. Dieser ermöglicht eine deutlich höhere Schaltfrequenz, was sich auch positiv auf die Umwandlungsverluste auswirkt, da diese sehr gering gehalten werden können. Um die Verlustleistung bei netzgeführten Wechselrichtern gering zu halten, werden sie so nah wie möglich am Photovoltaik-Generator installiert.<sup>95</sup>

Ein Merkmal der selbstgeführten Wechselrichter ist, dass ihre Funktion auch bei einem Ausfall der Netzspannung gewährleistet werden kann. Um die hierdurch entstehenden Risiken eines Stromschlages, etwa bei Wartungsarbeiten, zu vermeiden, wird eine Schutzschaltung eingebaut, die es bei Spannungsabweichungen oder Ausfällen ermöglicht, den Wechselrichter vom Stromnetz zu trennen.<sup>96</sup>

Grundsätzlich werden Wechselrichter danach unterschieden, ob sie mit oder ohne einen Transformator ausgestattet sind. Transformatoren dienen der Spannungsanpassung zwischen Netz und Wechselrichterausgang. Die folgende Abbildung liefert dazu eine Übersicht über die zurzeit am Markt verfügbaren Wechselrichter.

#### Die unterschiedlichen Wechselrichter auf dem Markt<sup>97</sup>



Bei Wechselrichtern mit Transformatoren werden die Transformatoren nach Netztransformatoren [NF] und Hochfrequenz [HF] - Transformatoren unterschieden. Hochfrequenztransformatoren sind im Vergleich zu Netztransformatoren deutlich effizienter und benötigen nur eine geringe Baugröße. Allerdings

muss hier eine beachtliche Leistungselektronik verbaut werden.<sup>98</sup>

Wechselrichter mit Transformatoren bieten insgesamt auch ein hohes Maß an Sicherheit, da beim Transformator zwischen der Primärseite, also der Gleichstromseite, und der Sekundärseite, der Wechselstromseite, keine unmittelbare elektrische Verbindung aufgebaut wird. Hierbei spricht man von der sogenannten galvanischen Trennung.

Bei Wechselrichtern ohne Transformator wird dieses Sicherheitsrisiko mit Hilfe von verschiedenen Schutzmaßnahmen zu umgehen versucht. Um Personen zu schützen, wird hier ein gleichstromsensitiver Fehlerstromschutzschalter eingebaut. Die Wechselrichter ohne Transformator werden trotz Minderung des Wirkungsgrades zudem noch mit Tief- bzw. Hochsetzstellern ausgestattet. Diese ermöglichen die Verwendung eines weiten Bereiches für die Eingangsspannung.<sup>99</sup>

Im Vergleich zu Wechselrichtern mit Transformatoren bieten transformatorlose Wechselrichter trotz Tief – und Hochsetzsteller immer noch einen deutlich höheren Wirkungsgrad. Da sie zudem ein geringeres Gewicht besitzen und eine geringere Baugröße benötigen, wird diese Technologie wahrscheinlich auch in Zukunft weiter an Marktanteilen gewinnen.<sup>100</sup>

Generell ist eine Aussage über die Bewertung von Wechselrichtern über die Kenngrößen Anpassungs- und Umwandlungswirkungsgrad möglich. Der Anpassungswirkungsgrad ist hierbei das Verhältnis aus entnommener Leistung aus dem Photovoltaik-Generator zu der bestmöglich entnehmbaren Leistung. Dieser Wert sollte mindestens 95% bei empfehlenswerten Wechselrichtern betragen. Der Umwandlungswirkungsgrad ist das Verhältnis des gesamten Energieinhaltes der umzuwandelnden Energieform zu der Energieform, in die umgewandelt werden soll.<sup>101</sup>

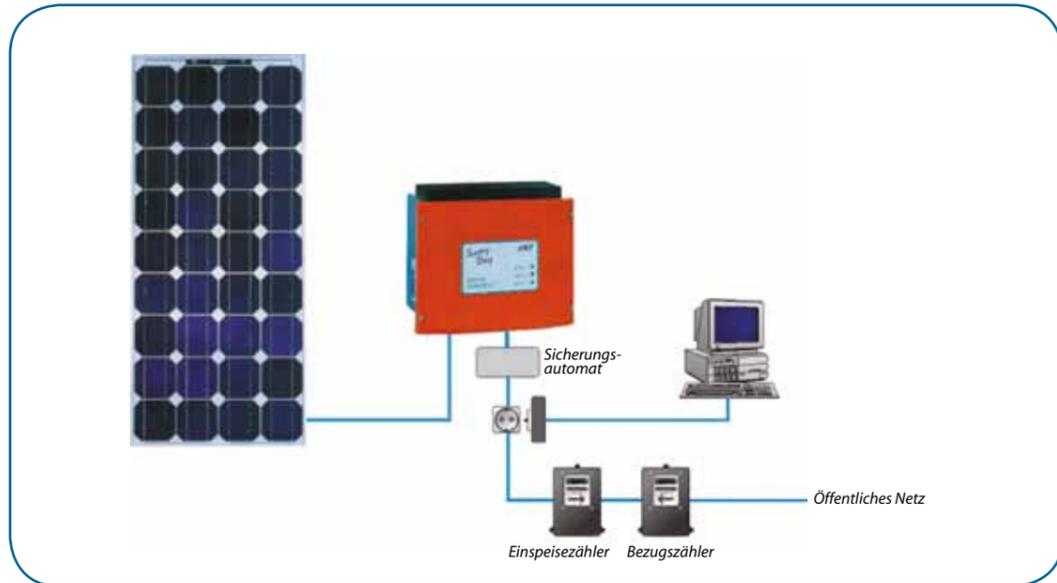
In der Photovoltaik finden drei Typen von Wechselrichtern Verwendung. Hierbei handelt es sich um den Zentralwechselrichter, den Strangwechselrichter und den Modulwechselrichter.

### Strangwechselrichter

Strangwechselrichter sind die am weitesten verbreiteten Wechselrichter, die in der Photovoltaik verwendet werden. In ihrem Aufbau ist für gewöhnlich jedem Strang von Solarmodulen jeweils ein Wechselrichter zugeordnet, um eine Funktion im Maximum Power Point [MPP] gewährleisten zu können.

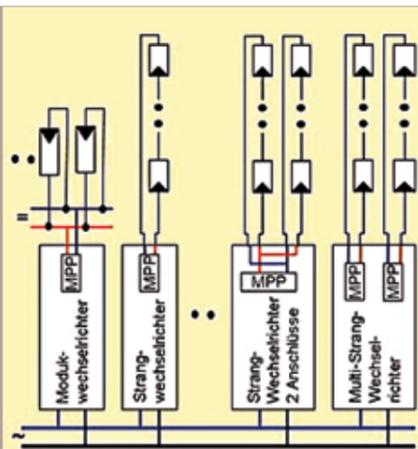
Durch die Weiterentwicklung dieser Technologie ist es mittlerweile auch möglich, die Energieverluste, die durch Abschattung oder ungleiche Ausrichtung der Photovoltaik-Generatoren entstehen, zu vermindern. Eine Möglichkeit ist hier besonders der Einsatz von sogenannten Multistrang-Wechselrichtern, wobei diverse Solarmodulstränge mit jeweils einem eigenen Maximum Power Point gekoppelt werden können.<sup>103</sup>

## Photovoltaik-Anlage mit Strangwechselrichtern <sup>102</sup>



Quelle: <http://www.solarserver.de/uploads/pics/gridpower.gif>

## Multistrang-Wechselrichter <sup>104</sup>



Durch den Einsatz von Strangwechselrichtern kann aufgrund ihrer individuellen Montagemöglichkeiten in der Nähe der Solarmodule eine geringe Leitungslänge verwendet werden. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Anschaffungskosten bei diesen Wechselrichtern relativ gering sind und sie zudem einen guten Ertrag liefern können. <sup>105</sup>

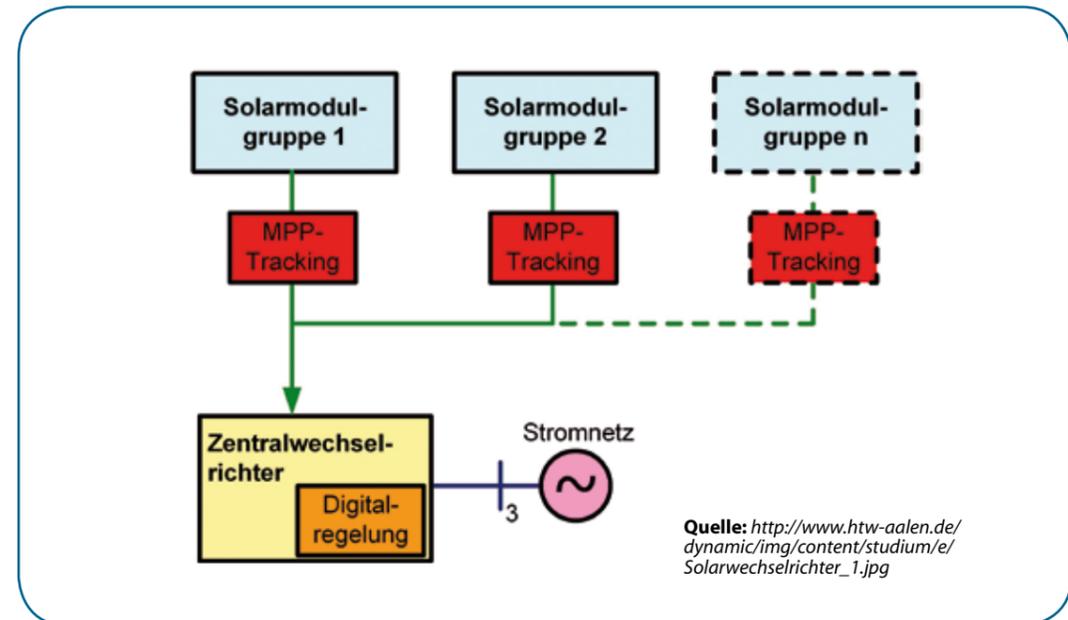
Quelle: <http://www.ing-büro-junge.de/assets/images/Varianten-Wechselrichter-Verschaltungen.jpg>

## Zentralwechselrichter

Bei dem Konzept der Zentralwechselrichter werden alle Solarmodule mit nur einem Wechselrichter

verbunden. Daraus ergibt sich jedoch, dass im Vergleich zu den Strangwechselrichtern im Falle eines Defektes die gesamte Anlage stillgelegt werden muss.

## Photovoltaik-Anlage mit zentralem Wechselrichter <sup>106</sup>



Quelle: [http://www.htw-aalen.de/dynamic/img/content/studium/e/Solarwechselrichter\\_1.jpg](http://www.htw-aalen.de/dynamic/img/content/studium/e/Solarwechselrichter_1.jpg)

Jedoch bieten Zentralwechselrichter auch gewisse Vorteile. Da sie als zentrale Einheit den von den Generatoren gelieferten Gleichstrom in Wechselstrom wandeln, besitzen sie einen sehr hohen Wirkungsgrad. Es gibt aber auch wesentliche Aspekte, die gegen den Einsatz dieser Wechselrichter sprechen. Insbesondere ist hier das Problem von Verschattungen zu nennen, die erheblichen negativen Einfluss auf den Energieertrag haben. Außerdem bedarf es für den Betrieb einer großen Fläche. Diese kann bei zentralen Wechselrichtern je nach Betriebsleistung eine komplette Wand oder einen ganzen Raum beanspruchen. <sup>107</sup>

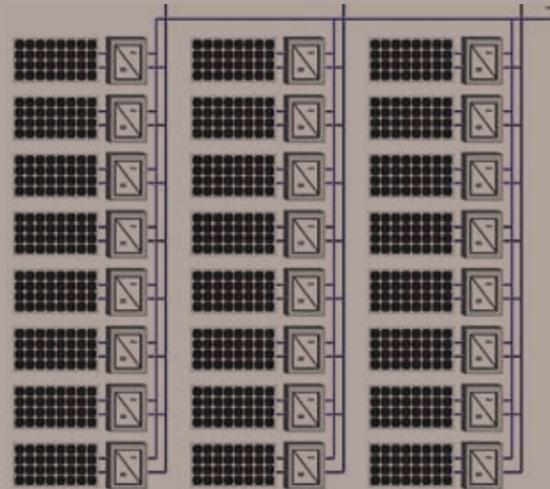
## Modulwechselrichter

Modulwechselrichter werden direkt an den Solarmodulen angebracht und bieten so die Möglichkeit, jeweils jedes Modul im bestmöglichen Arbeitspunkt betreiben zu können. Sie passen somit die Leistung eines jeden Moduls an die Netzseite an.

In Deutschland werden Modulwechselrichter zurzeit nur sehr selten eingesetzt, obwohl sie einen sehr

flexiblen Anlagenaufbau ermöglichen. Dies könnte sich aber in Zukunft ändern, sollten die Bauteilkosten weiter sinken.<sup>108</sup>

#### Modulwechselrichter bei Photovoltaik-Anlagen<sup>109</sup>



Quelle: <http://www.solarinfo.lu/images/Modulwechselrichter.jpg>

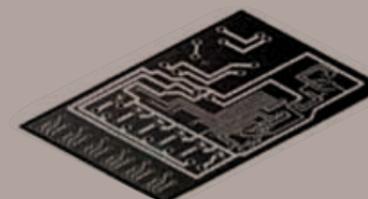
## Zentrale Bauteile eines Photovoltaik Wechselrichters

Im Folgenden werden die wichtigsten Bauteile eines herkömmlichen Wechselrichters ohne Transformator für Photovoltaik-Anlagen erläutert. Als Beispiel dient hier das Modell AT 2700 der Firma Sunways, welches von den Autoren des Fachmagazins „Photon. Das Solarstrom-Magazin“ in Ausgabe Mai 2010 untersucht wurde.

#### Geöffneter Wechselrichter - Modell AT 2700, Fa. Sunways<sup>110</sup>



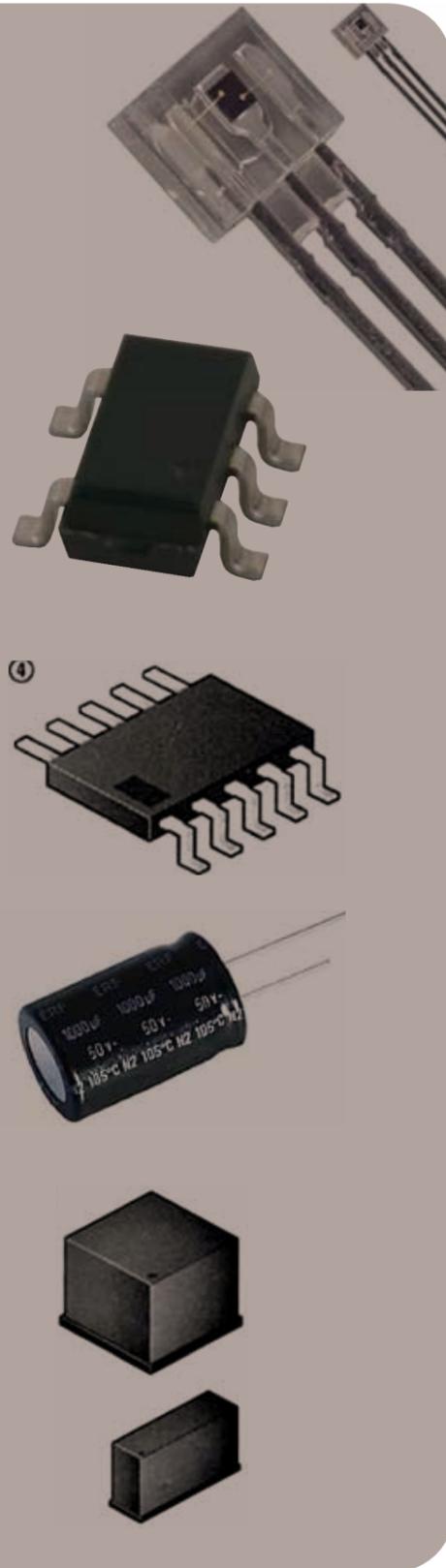
Quelle: <http://www.pv-engineering-handbuch.de/images/phi07.jpg>



### Leiterkarten

#### Steuerungsleiterkarten<sup>111</sup>

Leiterkarten findet man in fast allen elektronischen Geräten. Sie sind mit Bestandteilen der Steuerung und Leistungselektronik ausgestattet. Diese Bauteile werden meist von Zulieferern im Voraus gefertigt oder bei großen Wechselrichter-Herstellern im eigenen Unternehmen hergestellt.



## Transistoren

### Transistoren<sup>112</sup>

Transistoren dienen dem Schalten und Verstärken elektrischer Signale.

## Integrierte Schaltkreise

### Integrierte Schaltkreise (ICs)<sup>113</sup>

Der integrierte Schaltkreis ist bei diesem Wechselrichter-Modell auf der Rückseite der Leiterkarte verbaut.

## Mikrocontroller

### Mikrocontroller<sup>114</sup>

Auch der Mikrocontroller ist bei diesem Wechselrichter auf der Rückseite der Leiterkarte angebracht. Die Software der Wechselrichter wird an den jeweils eingebauten Mikrocontroller angepasst, wodurch ein Austausch dieser Komponenten nur schwer durchführbar ist.

## Elektrolytkondensatoren

### Kondensatoren<sup>115</sup>

Elektrolytkondensatoren dienen der Glättung und als Kurzzeitspeicher im Spannungszwischenkreis und Gleichstromeingang.

## Folienkondensatoren

### Folienkondensatoren<sup>116</sup>

Folienkondensatoren haben nahezu die gleichen Aufgaben wie Elektrolytkondensatoren, besitzen aber eine höhere Lebensdauer und Belastbarkeit.

## Drosseln

### Drosseln<sup>117</sup>



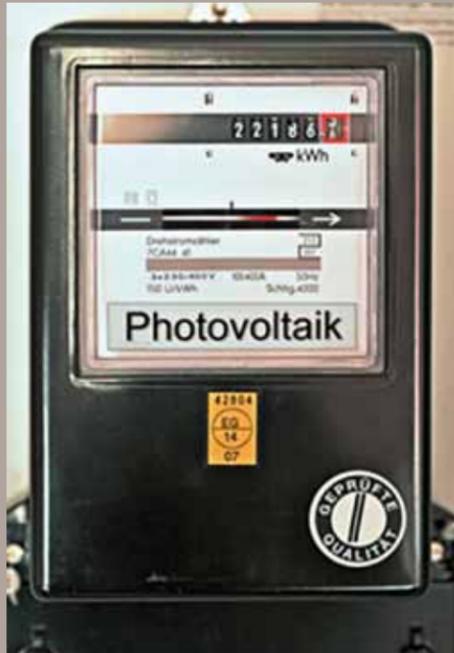
Drosseln werden in unterschiedlichen Ausführungen in Wechselrichtern verbaut, wobei man Filter- und Speicherdrosseln nur bei bestimmten Herstellern findet, da sie einer besonderen Anpassung bedürfen. Sie dienen zumeist der Funkentstörung oder Strombegrenzung. Man findet sie daher auch in fast allen elektrischen Geräten.

## Einspeisezähler

Einspeisezähler werden bei netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen dazu verwendet, die erzeugte Energie, die in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, zu messen. So kann jederzeit verfolgt werden, wie rentabel die Anlage arbeitet und ob volle Funktionsfähigkeit gewährleistet ist.

Der Einspeisezähler ist im Normalfall im Besitz des Netzbetreibers, ähnlich den herkömmlichen Stromzählern. Die entstehenden Kosten, die meist in Form einer monatlichen oder jährlichen Gebühr an den Netzbetreiber zu entrichten sind, hat jedoch der Photovoltaik-Anlagen-Betreiber zu übernehmen. Befindet sich der Einspeisezähler in eigenem Besitz, so entfällt zwar die an den Netzbetreiber zu entrichtende Gebühr, allerdings entstehen Kosten für eine regelmäßige Eichung des Gerätes. Auch die Kosten im Falle eines Defektes muss der Besitzer übernehmen.<sup>118</sup>

Montiert werden die Einspeisezähler in einem Zählerschrank zusammen mit den Mess-, Schalt- und Schutzgeräten, die vom Netzbetreiber vorgeschrieben werden. Normalerweise wird der Einspeisezähler, sofern genügend Platz vorhanden ist, direkt neben dem Bezugszähler angebracht. Die folgende Abbildung zeigt einen in privaten Haushalten eingesetzten typischen Zähler.



## 5 Förderung der Photovoltaik

### 5.1 EEG-Gesetzestext

#### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext zum Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) aufmerksam durch und markieren Sie sich wichtige Passagen!
2. Im Arbeitstext wird das Ziel des EEG aus dem Jahr 2000 genannt. Informieren Sie sich im Internet und mittels anderer Quellen darüber, inwieweit das Ziel aus dem Jahr 2000 zwischenzeitlich erreicht wurde, und stellen Sie Ihr Rechercheergebnis unter Verwendung einer geeigneten Office-Software zusammen! Präsentieren Sie Ihre Ergebnisse vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!
3. Neben der Solarenergie werden im EEG weitere erneuerbare Energien angeführt. Informieren Sie sich über die Bedeutung dieser Energieformen zum heutigen Zeitpunkt und stellen Sie das Ergebnis unter Verwendung einer geeigneten Office-Software zusammen! Präsentieren Sie Ihre Ergebnisse vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!
4. Das EEG hat inzwischen mehrere Novellen erfahren. Recherchieren Sie im Internet, welche wesentlichen Änderungen die einzelnen Gesetzesnovellen mit sich gebracht haben! Stellen Sie die von Ihnen recherchierten Änderungen unter Verwendung einer geeigneten Office-Software zusammen! Präsentieren Sie Ihre Ergebnisse vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!

**Hier wird absichtlich die erste Version des EEG genutzt, da einige der Aufgaben sich genau darauf beziehen.**

## Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29.03.2000:

Das Erneuerbare Energien Gesetz - kurz EEG - ist am 29. März 2000 veröffentlicht worden und am 1. April 2000 in Kraft getreten. Es hat sich - auch im EU-Vergleich - als ein besonders effizientes Instrument zum Ausbau der erneuerbaren Energien erwiesen. Inzwischen wurde das EEG überarbeitet und ergänzt. Die letzte Neufassung vom 25. Oktober 2008 ist am 1. Januar 2009 in Kraft getreten, die letzte Änderung vom 28. Juli 2011 gilt ab dem 1. Januar 2012. Nachfolgend finden Sie den ursprünglichen Text des EEG in der Version vom 29. März 2000, aus dem die Grundidee hervorgeht.

### Quellenhinweis:

Die folgende Textversion ist ein Service der juris GmbH (Juristisches Informationssystem für die Bundesrepublik Deutschland), siehe: [http://www.bmu.de/gesetze\\_verordnungen/doc/2676.php](http://www.bmu.de/gesetze_verordnungen/doc/2676.php) vom 10.11.2010.

### Grundsätze/Zusammenfassung:

Ziel des EEG: die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung als zentrales Element für Klimaschutz, Umweltschutz, nachhaltige Entwicklung und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mit dem Ziel mindestens der Verdopplung bis 2010 entsprechend den Zielen der EU und Deutschlands.

### Instrumente:

Mindestpreisregelung mit Pflicht der nächstgelegenen Netzbetreiber zur Aufnahme und Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien; Weiterleitung der Vergütungen an Übertragungsnetzbetreiber (Hochspannungsnetze) mit Pflicht zum bundesweiten Ausgleich der unterschiedlichen Belastungen. Ferner Kaufpflicht der EVU, die Strom an Letztverbraucher liefern, in anteiliger Menge. (Damit wird erreicht, dass regional unterschiedliche Belastungen bundesweit verteilt werden. Das Verfahren führt zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Bezugskosten von Strom für Endverbraucher in der Größenordnung von derzeit rd. 0,05 Cent pro kWh. Bei dem gewünschten kräftigen Wachstum der erneuerbaren Energien wird diese „Belastung“ in einigen Jahren lediglich auf rd. 0,1 Cent pro kWh steigen.)

Bei den Mindestvergütungen an die Einspeiser wird die Vergütungshöhe differenziert nach Sparten der erneuerbaren Energien, nach Größe der Anlagen und bei Windenergie nach dem Windstandort. Planungs- und Investitionssicherheit wird durch feste Pfennigbeträge pro eingespeister kWh sowie eine maximale Laufzeit von 20 Jahren gewährleistet. Damit wird ein Anreiz zur Investition in diese Anlagen geschaffen. Neben der Beibehaltung des Ausbaus der Windenergienutzung auf hohem Niveau zielt das EEG auf eine ähnliche Dynamik bei der Biomasse sowie den Start der Nutzung der Photovoltaik und der Geothermie zur Stromerzeugung ab. Ab 2002 werden degressive Vergütungssätze für dann neu zu errichtende Anlagen eingeführt. Mit ausgeprägter Differenzierung, Begrenzung, Degression der Vergütung und regelmäßiger Überprüfung wurden die Anliegen der EU-Kommission berücksichtigt.

Regelmäßige Überprüfungen der Vergütungssätze für dann neu zu installierende Anlagen sind alle zwei Jahre vorgesehen.

## Die Regelungen des EEG im Einzelnen:

### § 1 Ziel des Gesetzes:

Vorrang für erneuerbare Energien zur Stromversorgung im Hinblick auf Klimaschutz, Umweltschutz, nachhaltige Entwicklung. Erhöhung des Beitrags erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, um ihren Anteil bis 2010 mindestens zu verdoppeln.

### § 2 Anwendungsbereich:

Abnahme und Vergütung von Strom aus Wasserkraft, Deponie- und Klärgas (jeweils bis max. 5 MW installierter elektrischer Leistung),

1. Windkraft,
2. Solarstrahlung: bis maximal 100 kW installierter elektrischer Leistung (bei speziellen baulichen Maßnahmen) bzw. sonst 5 MW installierter elektrischer Leistung (auf Dächern, an Fassaden an Lärmschutzwänden etc.);
3. Biomasse: Anhebung der Obergrenze von 5 auf 20 MW installierter elektrischer Leistung; Verordnungsermächtigung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft (BML) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) mit Zustimmung des Deutschen Bundestages zur Bestimmung des Begriffs Biomasse (Stoffe, Verfahren, Umweltauflagen);
4. Geothermie (neu) und
5. Grubengas (neu; keine erneuerbare Energie im engeren Sinn, aber Freisetzung ohne Verbrennung klimaschädlich, da hoher Methan-Anteil ähnlich wie Klärgas, Grubengas und Biogas);

Der aufzunehmende und zu vergütende Strom muss im Geltungsbereich des Gesetzes oder in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gewonnen werden. Damit wird die Einspeisung von Strom aus Wind-Offshore-Anlagen außerhalb der 12-Meilen-Zone ermöglicht. EVU-Anlagen sind erstmals in das Gesetz aufgenommen worden. Reaktivierte oder modernisierte Altanlagen gelten als Neuanlagen, wenn die Kosten der Erneuerung mindestens 50% der Kosten für Neuanlagen betragen.

### § 3: Abnahme- und Vergütungspflicht:

Der nächstgelegene Betreiber eines geeigneten Netzes ist zur Aufnahme und Vergütung des erneuerbar erzeugten Stroms verpflichtet. Dies schließt auch die wirtschaftlich zumutbare Netzverstärkung ein. Wenn ein Netz technisch nicht in der Lage ist, den Strom aufzunehmen, trifft die Pflicht den Betreiber des nächstgelegenen Netzes einer höheren Spannungsebene. Der jeweils vorgelagerte bzw. nächstgelegene Übertragungsnetzbetreiber (Hochspannungsebene) ist wiederum zur Abnahme und Vergütung dieses aufgenommenen Stroms verpflichtet.

#### § 4: Vergütung für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas und Klärgas:

7,67 Cent pro kWh bis 500 kW installierter elektrischer Leistung, 6,65 Cent pro kWh oberhalb 500 kW installierter elektrischer Leistung (bei Wasserkraft, Deponiegas und Klärgas begrenzt bis zur Obergrenze von 5 MW);

*[Hinweis außerhalb des EEG vom 29. März 2000: Inzwischen wurden die Vergütungssätze mehrfach angepasst auf zuletzt 11,67 Cent pro kWh für modernisierte Anlagen und sogar 12,67 Cent pro kWh für Neuanlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft bis zu einer Anlagengröße von 500 kW installierter elektrischer Leistung; für größere Anlagen gelten geringere Sätze. Strom aus Deponiegas, Grubengas und Klärgas wird inzwischen mit 9 Cent pro kWh bei Deponiegas, 7,16 Cent pro kWh bei Grubengas und 7,11 Cent pro kWh bei Klärgas vergütet, vorausgesetzt die installierte elektrische Leistung der Anlage beträgt maximal 500 kW; für größere Anlagen gelten auch hier reduzierte Vergütungssätze.]*

#### § 5: Vergütung für Strom aus Biomasse:

10,23 Cent pro kWh bis 500 kW installierter elektrischer Leistung; 9,21 Cent pro kWh bis 5 MW installierter elektrischer Leistung, 8,70 pro kWh ab einer installierten elektrischen Leistung von 5 MW bis zur Obergrenze von 20 MW installierter elektrischer Leistung. Dies gilt erst ab Inkrafttreten der Verordnung zur Bestimmung der Biomasse; Degression: Ab dem 1. Jan. 2002 wurde jährlich für dann neu in Betrieb genommene Anlagen die Mindestvergütung um 1% gesenkt.

*[Hinweis außerhalb des EEG vom 29. März 2000: Inzwischen wurden die Vergütungssätze angepasst auf zuletzt bis zu 11,67 Cent pro kWh bis zu einer Anlagengröße von 150 kW installierter elektrischer Leistung; für größere Anlagen gelten geringere Vergütungssätze. Darüber hinaus ist es möglich, umfangreiche Bonuszahlungen zu bekommen, z.B. für den Einsatz innovativer Technologien oder den Einsatz nachwachsender Rohstoffe oder Gülle.]*

#### § 6: Vergütung für Strom aus Geothermie:

8,95 Cent pro kWh bis 20 MW installierter elektrischer Leistung, 7,16 Cent pro kWh über 20 MW installierter elektrischer Leistung;

*[Hinweis außerhalb des EEG vom 29. März 2000: Inzwischen wurden die Vergütungssätze angepasst auf zuletzt 20 Cent pro kWh für bis zu einer Anlagengröße von 10 MW installierter elektrischer Leistung; für größere Anlagen gelten geringere Vergütungssätze. Darüber hinaus sind Bonusvergütungen möglich, z.B. für die Wärmenutzung oder die Verwendung des sogenannten Hot-Dry-Rock-Verfahrens.]*

#### § 7: Vergütung für Strom aus Windkraft:

mindestens 9,10 Cent pro kWh für die ersten fünf Jahre, 6,19 Cent pro kWh nach Erreichen eines Referenzertrages;

Der Referenzertrag wird durch die in den ersten fünf Jahren eingespeiste Strommenge und unter Berücksichtigung einer zertifizierten Messung der Leistungskennlinie ermittelt. Referenzstandort ist ein durchschnittlich guter Windstandort mit 5,5 m pro s Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe. Die Ermittlung des Referenzertrages wird im Anhang bestimmt. BMWi wird ermächtigt, Vorschriften zur Sicherstellung der Ermittlung des Referenzertrages zu erlassen. (Hinweis: Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven, gibt im Internet (<http://www.dewi.de>) eine Anleitung zur Ermittlung des Referenzertrages.) Effekt dieses Referenzertragsmodells: An sehr guten Standorten wird der reduzierte Vergü-

tungssatz schneller erreicht als an weniger guten Standorten. Damit Differenzierung der Vergütung nach Windstandort nach einem technikneutralen Referenzertragsmodell. Als Ergebnis ergibt sich eine durchschnittliche Vergütung bei 20jähriger Laufzeit nach derzeitigen Kostenschätzungen für typische Standorte:

1. für durchschnittlich windgünstige Standorte: rd. 8,44 Cent pro kWh (entspricht der Vergütung im Jahr 1999),
2. für sehr gute Windstandorte an der Küste: rd. 7,16 Cent pro kWh ,
3. für gute bis weniger gute Standorte: 8,69 Cent bis max. 9,10 Cent pro kWh.

Die Differenzierung nach Standorten nimmt den Druck von der Küste, da auch an windgünstigen Binnenlandstandorten ein wirtschaftlicher Betrieb ermöglicht wird. Für Offshore-Anlagen ab drei Seemeilen außerhalb der Küstenlinie wird die anfänglich hohe Vergütung von 9,10 Cent pro kWh für einen Zeitraum von neun Jahren (anstelle von fünf Jahren) gewährt, damit auch hier ein wirtschaftlicher Betrieb ermöglicht wird (wegen derzeit höheren spezifischen Errichtungs- und Instandhaltungskosten). Diese Regelung ist für Anlagen befristet, die bis 31. Dez. 2006 in Betrieb gehen.

Für Altanlagen wird die Hälfte der bisherigen Laufzeit für die Ermittlung der anfänglich hohen Vergütungsstufe angerechnet; diese hohe Stufe gilt mindestens vier Jahre nach Inkrafttreten des EEG (Bestandsschutz). Degression der Vergütungssätze jährlich für neu in Betrieb gehende Windanlagen ab 1. Jan. 2002: 1,5 %.

*[Hinweis außerhalb des EEG vom 29. März 2000: Inzwischen wurden die Vergütungssätze angepasst auf zuletzt bis zu 15 Cent pro kWh für Offshore-Windkraftanlagen, die bis zum 31. Dezember 2015 in Betrieb gehen. Dieser Betrag wird dann 12 Jahre lange gezahlt, danach gelten geringere Vergütungssätze. Festlandanlagen erhalten durchgängig eine geringere Vergütung.]*

#### § 8: Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie:

50,62 Cent pro kWh; Degression der Vergütungssätze: jährlich ab 1. Jan. 2002 um 5% für dann neu zu errichtende Anlagen.

Die Regelung gilt bis zur Erreichung von 350 MW installierter elektrischer Leistung (50 MW bisher; 300 MW durch das 100.000 Dächer-Solarstromprogramm), eine geeignete Anschlussregelung ist rechtzeitig zu treffen;

*[Hinweis außerhalb des EEG vom 29. März 2000: Inzwischen wurden die Vergütungssätze jährlich angepasst auf zuletzt 28,74 Cent pro kWh für Dachstromanlagen, die im Jahr 2011 in Betrieb gehen und eine Anlagengröße von maximal 30 kW installierter elektrischer Leistung haben; für größere Anlagen sowie für Anlagen auf Freiflächen gelten geringere Vergütungssätze. Zudem wurde inzwischen für Anlagen auf Dachgebäuden die Vergütung von selbstgenutztem Strom eingeführt, die im Jahr 2011 bis zu 16,74 Cent pro kWh Strom beträgt. Für Anlagen, die erst in den Folgejahren ab 2012 in Betrieb gehen, soll die Vergütung weiter gesenkt werden.]*

#### § 9: Gemeinsame Vorschriften:

Begrenzung der Vergütung neuer Anlagen auf jeweils 20 Jahre außer bei Wasserkraft (wegen längerer Amortisationszeiten);

Regelung zur Abrechnung mehrerer Anlagen, z. B. kumulierte Abrechnung bei Windparks;

### § 10 Netzkosten:

Netzanschlusskosten muss der Anlagenbetreiber zu 100 % entrichten; Notwendig werdende Netzverstärkungskosten muss der Netzbetreiber zu 100% tragen; diese Kosten können bei der Ermittlung des Netznutzungsentgeltes angerechnet werden. Bei Streitfällen: Clearingstelle beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

### § 11: Bundesweites Ausgleichsverfahren:

Die Betreiber der Übertragungsnetze sind verpflichtet, die nach §3 abzunehmenden Energiemengen und Vergütungszahlungen zu erfassen und untereinander auszugleichen. Der durchschnittliche Anteil von nach EEG vergütetem Strom wird ermittelt; bei Überschreiten dieses Durchschnittes erhält ein solcher Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich die zu viel entrichteten Vergütungen von unterdurchschnittlich vergütenden Betreibern von Übertragungsnetzen. Damit werden die Kosten bundesweit ausgeglichen. Dies bewirkt Kosten pro kWh in der Größenordnung von derzeit 0,05 Cent pro kWh. Selbst bei dem gewünschten kräftigen Ausbau der erneuerbaren Energien führt dies in einigen Jahren zu Kosten in der Größenordnung von lediglich 0,10 Cent pro kWh.

EVU, die Letztverbraucher mit Strom beliefern, müssen wiederum von den Übertragungsnetzbetreibern anteilig den nach EEG vergüteten Strom kaufen. Der so erworbene Strom der EVU, die Letztverbraucher beliefern, darf nicht unter den durchschnittlichen Vergütungen des EEG verkauft werden, soweit er als EEG-Strom vermarktet wird (Vermeidung von Dumpingpreisen). Damit werden nicht nur die Kosten weitergeleitet, sondern auch die entsprechenden Strommengen. Es handelt sich um eine Kaufpflicht für EEG-Strom mit einer Quote, deren Menge der nach EEG durchschnittlich eingespeisten Menge entspricht.

### § 12: Erfahrungsbericht:

Erfahrungsbericht an den Deutschen Bundestag durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft (BML) alle zwei Jahre im Hinblick auf technische und Kostenentwicklung und ggf. Anpassung der Höhe der Vergütung für dann zu installierende Neuanlagen.

### Folgeänderung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG):

Das EnWG wird angepasst, indem das Wort „Stromeinspeisungsgesetz“ durch die Worte „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ ersetzt wird.

### Inkrafttreten:

Das EEG tritt am ersten Tag des auf die Verkündung folgenden Monats in Kraft. Gleichzeitig tritt das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) außer Kraft.

## 5.2 Rahmenbedingungen der Förderung

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext zu den Rahmenbedingungen der Förderung erneuerbarer Energien aufmerksam durch!
2. Diskutieren Sie die Rahmenbedingungen des EEG hinsichtlich der Frage, inwieweit sie dem Betreiber einer Photovoltaik-Anlage eine gesicherte wirtschaftliche Grundlage bieten!

Arbeitstext:<sup>121</sup>

### Quellenhinweis:

Der folgende Text ist unter [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de) unter dem Stichwort EEG nachzulesen (Stand: 10.11.2010). In der hier vorzufindenden Darstellung ist der Originaltext fast wörtlich wiedergegeben. Auch die im Text angegebenen Quellen wurden nach [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de) (Stichwort EEG, 10.11.2010) zitiert.

### Anschluss- und Abnahmezwang

Ungeachtet ihres Bedarfs müssen die Betreiber öffentlicher Netze allen Strom, der von in Deutschland einschließlich der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone betriebenen Anlagen nach dem EEG gewonnen wird (§ 2 Nr. 1 EEG), mit Vorrang vor dem Strom, der aus anderen Energiequellen erzeugt wird, vor allem aus fossilen Brennstoffen und Kernkraft, abnehmen. Gleichrangig mit dem Strom aus erneuerbaren Energien ist jedoch der mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erzeugte Strom (§ 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG) einzuspeisen. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ihre Netze jeweils ausreichend ausbauen, so dass sie den bevorrechtigten Strom aufnehmen können, es sei denn die Maßnahmen wären wirtschaftlich unzumutbar (§ 9 EEG). Eine Verletzung dieser Pflicht macht Schadensersatzpflichtig (§ 19 Abs. 1 EEG). Umgekehrt ist der Anlagenbetreiber, soweit er eine Vergütung nach dem EEG geltend macht, verpflichtet, dem Netzbetreiber seinen Strom anzudienen, es sei denn, er oder unmittelbar angeschlossene Dritte nutzen den Strom selber (§ 16 Abs. 4 EEG) oder der Anlagenbetreiber vermarktet ihn in Übereinstimmung mit § 17 EEG selbst (was vor allem eine fristgebundene vorherige Ankündigung voraussetzt).

Für den eingespeisten Strom hat der Netzbetreiber dem Anlagebetreiber die im Gesetz festgesetzten Vergütungssätze zu zahlen. Die Vergütungssätze unterscheiden sich je nach der bei der Stromerzeugung eingesetzten Energieart erheblich, da sie auf der Grundlage der bei der Stromerzeugung anfallenden tatsächlichen und kalkulatorischen Selbstkosten berechnet worden sind. Die Vergütungen sind in dieser Höhe auf die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme zu zahlen, (...). Die gesetzlichen Vergütungssätze werden aufgrund einer bereits im Gesetz festgelegten Degression in Höhe eines dort vorgesehenen Prozentsatzes kalenderjährlich für dann in Betrieb gehende Neuanlagen gemindert (§ 20 EEG).

### **Abnahme des EEG-Stroms durch die Letztverbraucher**

Während die Abnahme des EEG-Stroms durch die Netzbetreiber und die Weiterleitung dieses Stroms einschließlich der Weitergabe der Mehrkosten an die höherrangigen Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen gesetzlich geregelt ist, sind die die Letztverbraucher beliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmen selber in der Verwertung des EEG-Stroms frei. Sie sind Teil deren allgemeinen Stromportfolios und unterliegen der freien Verwertung. Nach ihren Allgemeinen Geschäftsbedingungen dürfen die Versorgungsunternehmer die durch das EEG verursachten Mehrkosten in ihre Kosten einstellen. Sie haben zudem das Recht, die EEG-Mehrkosten anteilig dem Endverbraucher gegenüber auszuweisen (Differenzkosten gem. § 53 EEG). Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) kann aber auf Antrag Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, davon befreien, mehr als einen bestimmten Prozentsatz abzunehmen (§ 40 Abs. 1 EEG), was dazu führt, dass diese Unternehmen für die darüber hinausgehende Menge den EEG-Zuschlag nicht zahlen müssen. Für ab 2010 erzeugten Strom ändert aber die AusglMechV diesen Weg grundlegend.

### **EEG-Umlage**

Als EEG-Umlage werden die Mehrkosten bezeichnet, die die EEG-Strom aufnehmenden Netzbetreiber den Übertragungsnetzbetreibern berechnen. Mit der ab 2010 geltenden Änderung der Vermarktung durch die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (AusglMechV) wird sich die Umlage nach der Differenz der den Übertragungsnetzbetreibern zufließenden Verwertungserträgen für EEG-Strom und der damit verbundenen Aufwendungen richten. Die Übertragungsnetzbetreiber geben diese Umlage an die Energieversorgungsunternehmen anteilig weiter, wo sie als allgemeiner Kostenbestandteil Eingang in die Stromrechnung der Letztverbraucher findet, wobei sich die Belastung durch die hierauf entfallende Umsatzsteuer noch erhöht. Die Differenzkosten, die als solche in der Stromrechnung ausgewiesen werden können, entsprechen der EEG-Umlage.<sup>121</sup> In der Ausgleichsmechanismus-Verordnung hat die Bundesregierung Grundsätze zur Ermittlung der EEG-Umlage aufgestellt mit der Absicht, für größere Transparenz zu sorgen. Aufgrund dieser Verordnung wurden erstmals die Kosten der EEG-Umlage mit dem Ergebnis ermittelt, dass der Letztverbraucher mit circa 2 ct/kWh durch die EEG-Umlage belastet wird, bisher war man von einer Belastung in Höhe von circa 1,2 ct/kWh ausgegangen.<sup>122</sup> Für das Jahr 2010 ist die EEG-Umlage auf 2,047 ct/kWh festgelegt worden.<sup>123</sup> Für das Jahr 2011 ist die EEG-Umlage am 15. Oktober 2010 auf 3,530 ct/kWh festgelegt worden.<sup>124</sup>

### **Verfassungs- und europarechtliche Zulässigkeit**

Das Stromeinspeisemodell des EEG greift auf verschiedenen Ebenen in die Vertrags- und Verwertungsfreiheit ein, so dass die verfassungsrechtliche Zulässigkeit im Hinblick auf die Berufsfreiheit (Art. 12 GG) und das Recht auf Eigentum (Art. 14 GG) fraglich erschien, zudem führt das Gesetz in Form des EEG-Zuschlags zu einer Art Abgabe, deren Zulässigkeit als steuerrechtliche Sonderabgabe fraglich wäre.<sup>125</sup> Indessen wurde die Abgabe überwiegend als privatrechtlicher Preisbestandteil eingestuft, da die vom EEG verursachten Mehrkosten abgabenrechtlich öffentliche Haushalte nicht berühren.<sup>126</sup> Im Übrigen wurden die Vorschriften des EEG als zulässige Regelung der Berufsausübung, bzw. der Inhaltsbeschränkung des Eigentums eingestuft.<sup>127</sup>

Europarechtlich stand das Modell unter dem Gesichtspunkt einer Verletzung der Warenverkehrsfreiheit und des Verbots der Gewährung von Beihilfen auf dem Prüfstand. Die Europäische Kommission hatte jahrelang ein anderes Modell als marktwirtschaftlicher gestützt, wonach zur Verwendung erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung Quoten zugeteilt werden, die durch den Kauf von grünen Zertifikaten (über EE-Strom) erfüllt werden könnten.<sup>128</sup> Der Europäische Gerichtshof hatte aber bereits zum Stromspeisungsgesetz in seiner Entscheidung Preussen Elektra v. 13. März 2001<sup>129</sup> bestätigt, dass es sich bei der EEG-Umlage um keine Leistung der öffentlichen Hand handele, so dass ein Verstoß gegen das Beihilfeverbot ausschied; den vorliegenden Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit sah das Gericht für den damaligen Zeitpunkt wegen der zwingenden Belange des Klima- und Umweltschutzes als noch hinnehmbar an. Indem die EG-Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009<sup>130</sup> das Modell des EEG (neben dem Quotenmodell) ausdrücklich bestätigt hat, sind letzte europarechtliche Zweifel ausgeräumt worden.<sup>131</sup>

### **Beständigkeit der zwanzigjährigen Preisgarantie**

Das EEG räumt den Anlagenbetreibern den Anspruch ein, dass die im Jahr der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage geltenden Vergütungssätze für dieses Jahr und zwanzig weitere Jahre lang gezahlt werden müssen, bei großer Wasserkraft (mit über 5 MW) für 15 Jahre (§ 21 Abs. 2 EEG). Mit dieser Preisgarantie soll den Anlagenbetreibern eine ausreichende Investitionssicherheit gegeben werden. Die im Gesetz vorgesehene jährliche Degression der Vergütungssätze gilt jeweils nur für im jeweiligen Jahr ans Netz gegangene Anlagen (§ 20 EEG). Nicht geklärt ist indessen, ob und unter welchen Voraussetzungen der Gesetzgeber rückwirkend für betriebene Anlagen die Vergütungsbedingungen einschließlich der Sätze kürzen kann. Das BVerfG, das sich in einer Entscheidung vom 18. Februar 2009 mit der rückwirkenden Anwendung des neuen Anlagenbegriffs des EEG 2009, der zu einem Vergütungseinbruch bei einigen Biomassenanlagenbetreibern ab Inkrafttreten des Gesetzes von knapp 50 % führte, befasste, ließ diese Frage offen, da es eine rückwirkende Änderung wegen unsicherer Rechtslage bereits für zulässig erachtete.<sup>132</sup> Der vom BMU beauftragte Gutachter Stefan Klinski geht davon aus, dass es sich bei einer nachträglichen Änderung der geltenden Vergütungssätze für die Zukunft um eine sogenannte unechte Rückwirkung handelt, die grundsätzlich erlaubt ist, bei der aber das vom Gesetzgeber hervorgerufene Vertrauen berücksichtigt werden muss. Sein vom BMU veröffentlichtes Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass in die laufende Vergütung und deren Bedingungen eingegriffen werden könne, falls EU-Recht dies verlange oder aber nachträglich festgestellt werden würde, dass die gezahlten Vergütungen wirtschaftlich zu hoch seien.<sup>133</sup>

In der aktuellen EEG-Novelle 2010, bei der die Vergütungen ab 1. Juli 2010 einmalig bis zu 16% herabgesetzt werden sollen, geht der Gesetzgeber davon aus, dass der Vertrauensschutz gewahrt bleibt: Die verminderten Vergütungen werden rückwirkend in Kraft treten, sie waren bereits nach der 3. Lesung des Gesetzes im Deutschen Bundestag (am 4. Juni 2010) für alle Betroffenen bekannt.

### **Einordnung in das Energiewirtschaftsgesetz**

Kleinere Anlagen, die Strom erzeugen, können als Vorhaben zum Zwecke der Energieversorgung die im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgesehene Möglichkeit zur Enteignung gem. § 45 I Nr. 3 EnWG in Anspruch nehmen, was vor allem dann Bedeutung hat, wenn die privaten Anlagen Grund und Boden Dritter zur Durchleitung von Kabeln zum nächsten aufnahmebereiten öffentlichen Netz beanspruchen

müssen. Strittig ist unter den Gerichten, ob dies das Recht zur vorzeitigen Besitzeinweisung (§ 44b EnWG) mit umfasst.<sup>134</sup>

Die Befugnisse der Energieversorgungs- und Netzünternehmen zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1 des EnWG Maßnahmen, wie Produktionsbeschränkungen, zu ergreifen, bestehen den EEG-Strom erzeugenden Anlagenbetreibern gegenüber - und zwar insoweit ohne Entschädigungspflicht (§ 11 Abs. 2 EEG).<sup>135</sup>

## 5.3 Förderungssätze

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext aufmerksam durch!
2. Wählen Sie einen Anlagentyp aus und stellen Sie die dazugehörige Entwicklung der Vergütungssätze grafisch dar! Wählen Sie dazu eine geeignete Office-Software aus! Präsentieren Sie Ihr Ergebnis vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!
3. Warum ist Ihrer Meinung nach die Vergütung für Freiflächenanlagen geringer angesetzt als für Dachanlagen? Diskutieren Sie das Thema in der Gruppe!

### Arbeitstext:<sup>136</sup>

Die in den jeweiligen Jahren gültigen Einspeisevergütungen können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden (Angaben in Netto-Preisen).<sup>137</sup> Die Vergütung richtet sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme und bleibt über 20 Jahre konstant. Kommen die nach Leistung gestaffelten Sätze zur Anwendung (Anlagen auf Gebäuden ...), erfolgt die Vergütung anteilig: Bei einer im Jahr 2009 errichteten Dachanlage mit einer Spitzenleistung von 40 kW wird für 30 kW eine Vergütung von 43,01 Cent/kWh gezahlt, für die restlichen 10 kW werden 40,91 Cent/kWh gezahlt, bis Ende 2029.

Die Vergütungskürzung 2011 beträgt mindestens 9% und durch die sehr hohe neu installierte Leistung sogar 13%: Die im Zeitraum von Juni bis einschließlich September 2010 wird mit drei multipliziert, liegt

das Ergebnis über 6500 MWp, so erhöht sich die Degression um vier Prozentpunkte. Da allein im Juni über 2000 MWp installiert wurden, wurde die Kürzung um 13% schon frühzeitig absehbar. Für 2012 und 2013 ändert sich bei einer installierten Leistung über 3500 MWp pro 1000 MWp die Vergütungskürzung um 3%, maximal jedoch um 12%. Bei weiter steigender, gleich bleibender oder leicht sinkender Entwicklung der Neuinstallationsleistungen beträgt die Vergütungskürzung für 2012 und 2013 dann jeweils 21%.

Mit dem EEG 2009 wurde für selbst verbrauchten Strom aus Gebäudeanlagen bis 30 kWp eine Selbstverbrauchsvergütung von 25,01 Cent/kWh (2010: 22,76 Cent/kWh) eingeführt (§ 33 EEG). Die „normale“ Einspeisevergütung wird damit um 18 Cent/kWh (2010: 16,38 Cent/kWh) gekürzt, der Selbstverbraucher spart jedoch einen höheren Betrag für den sonst nötigen Strombezug von einem Energieversorgungsunternehmen. Dadurch will der Gesetzgeber einen Anreiz für die Eigennutzung schaffen.<sup>138</sup>

Am 8. Juli 2010 hat der Deutsche Bundestag das ... Gesetz zur Änderung des Erneuerbare Energien Gesetzes, das aus dem Vermittlungsausschuss zurück kam, erneut beschlossen. Danach wird die Vergütung für Dach- und Freiflächenanlagen 2010 gesenkt und die Vergütung für Anlagen auf ehemaligen Ackerflächen ganz gestrichen (siehe Tabelle).

### Fördersätze (in Euro Cent pro kWh)

Anlagentyp	2004	2005	2006	2007	2008	2009	1.1.10	1.7.10	1.10.10	2011
<b>auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand</b>										
bis 30 kW	57,4	54,53	51,80	49,21	46,75	43,01	39,14	34,05	33,03	28,74
30 - 100 kW	54,6	51,87	49,28	46,82	44,48	40,91	37,23	32,39	31,42	27,34
ab 100 kW	54,0	51,30	48,74	46,30	43,99	39,58	35,23	30,65	29,73	25,87
ab 1000 kW	54,0	51,30	48,74	46,30	43,99	33,00	29,37	25,55	24,79	21,57
<b>Freiflächenanlagen (leistungsunabhängig)</b>										
vorbelastete Flächen	45,7	43,4	40,6	37,96	35,49	31,94	28,43	26,16	25,37	22,07
Ackerflächen	45,7	43,4	40,6	37,96	35,49	31,94	28,43	-,-	-,-	-,-
Sonstige Freiflächen	45,7	43,4	40,6	37,96	35,49	31,94	28,43	25,02	24,26	21,11
Selbstverbrauchsvergütung <sup>139</sup>	-	-	-	-	-	25,01	22,76	17,67	16,65	12,36
Selbstverbrauchsvergütung <sup>140</sup>	-	-	-	-	-	25,01	22,76	22,05	21,03	16,74
Zuschlag für Fassadenanlagen	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	-	-	-	-	-

Bei Fassadenanlagen (genauer: Anlagen, die nicht auf dem Dach oder als Dach eines Gebäudes angebracht sind und einen wesentlichen Bestandteil eines Gebäudes bilden) gab es bis Ende 2008 einen

Zuschlag von 5 Cent/kWh, da mit einem geringeren Ertrag zu rechnen ist als bei Dachanlagen, das EEG 2009 hat diesen Zuschlag aber nicht übernommen.

Für Solaranlagen werden günstige KfW-Kredite angeboten, wodurch kein Eigenkapital für die Anlagenkosten eingesetzt werden muss. Der Betreiber einer Solaranlage kann sich zudem als Unternehmer beim Finanzamt einstufen lassen und die auf die Investitionskosten anfallende Umsatzsteuer als Vorsteuer geltend machen (d.h. er kann sie mit von anderen im Rahmen seiner Stromerzeugung vereinnahmten Umsatzsteuer verrechnen oder erhält sie vom Finanzamt erstattet).

## 5.4 Förderung durch die KfW

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext aufmerksam durch!
2. Recherchieren Sie die allgemeinen Aufgaben der Kreditanstalt für Wiederaufbau und stellen Sie die Informationen in einem Mind Map zusammen! Präsentieren Sie Ihr Ergebnis vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!
3. Ermitteln Sie die aktuellen Fördermöglichkeiten und –konditionen durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und stellen Sie die Ergebnisse in einer tabellarischen Übersicht zusammen! Präsentieren Sie Ihr Ergebnis vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!
4. Errechnen Sie, wie viel Geld Sie monatlich zur Begleichung von Zins und Tilgung aufbringen müssen, wenn Sie einen Kredit über 20.000 Euro innerhalb von zehn Jahren zurückzahlen wollen! Präsentieren Sie Ihr Ergebnis vor den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen!

### Arbeitstext:

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) hat mehrere Programme zur Förderung erneuerbarer Energien aufgelegt. Nachfolgend finden Sie eine Zusammenstellung der wesentlichen Merkmale der Programme.

*Aktuelle Informationen zu den Fördermöglichkeiten finden Sie unter [www.kfw.de](http://www.kfw.de), woher auch diese Informationen stammen:*

#### KfW-Programm erneuerbare Energien

(Programmnummern 270, 271, 281, 272 und 282)

#### Programmteil „Standard“ - Kredite

- Strom aus Sonnenenergie (Photovoltaik) - auch an Privatpersonen
- Biomasse, Biogas, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme (Geothermie)
- Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien, erzeugt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)

#### Förderbedingungen Standard

Für wen?

- Privatpersonen und gemeinnützige Organisationen, die den erzeugten Strom/die erzeugte Wärme einspeisen
- in- und ausländische Unternehmen, die sich mehrheitlich in Privatbesitz befinden
- Unternehmen, an denen Kommunen, Kirchen oder karitative Organisationen beteiligt sind
- freiberuflich Tätige
- Landwirte

#### Für welche Investitionen?

- Anlagen zur Stromerzeugung gemäß „Gesetz zur Neuregelung des Rechts Erneuerbarer Energien im Strombereich“ (EEG-Gesetz) vom 01.01.2009
- Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung - Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK)
- Anlagen zur Wärmeerzeugung, die nicht groß genug für die „Premium“-Förderung sind oder deren Qualitätskriterien nicht erfüllen

#### im Einzelnen

- Strom aus Sonnenenergie (Photovoltaik)
- Wärme aus Sonnenenergie (Solarthermie)
- Strom aus fester Biomasse - bis 5 MW Feuerungswärmeleistung
- Wärme aus fester Biomasse - bis 2 MW Feuerungswärmeleistung
- Größere Anlagen müssen KWK sein
- Strom und/oder Wärme aus Biogas oder Einspeisung von Biogas in ein Gasnetz
- Strom aus Windkraft
- Strom aus Wasserkraft
- Strom und/oder Wärme aus Erdwärme (Geothermie)
- Strom und/oder Wärme aus einer oder mehreren Arten der erneuerbaren Energien mit Energiespeichern oder Lastmanagement (Verbundvorhaben)

Gefördert wird die Errichtung, der Erwerb oder die Erweiterung solcher Anlagen. Nicht gefördert wird der Erwerb gebrauchter Anlagen.

#### Hinweis zu Photovoltaik:

Photovoltaik wird ausschließlich in der Variante „Standard“ gefördert. Jeder, der Sonnenstrom erzeugt und ins Netz einspeist, wird automatisch zum Unternehmer.

### Wo kann investiert werden?

in Deutschland und im Ausland

- im grenznahen Bereich, wenn das Vorhaben zur Verbesserung der Umweltsituation in Deutschland beiträgt
- im gesamten Ausland, sofern es sich um Investitionen deutscher Unternehmen handelt

### Wie wird gefördert?

durch langfristige, zinsgünstige Darlehen mit tilgungsfreien Anlaufjahren

### Finanzierungsanteil

bis zu 100 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten (ohne Mehrwertsteuer), höchstens 10 Mio. Euro

## Konditionen

### Zinssatz

Programmszinssatz oder individueller, risikogerechter Zinssatz?

- Privatpersonen und gemeinnützige Organisationen:
  - „Premium“: einheitlicher Programmszinssatz
  - „Standard“: individueller risikogerechter Zinssatz
- Kommunen, kommunale Eigenbetriebe und Zweckverbände:
  - „Premium“: Direktkredite zu einem einheitlichen Programmszinssatz
- Alle anderen Antragsteller erhalten für beide Programmteile einen individuellen risikogerechten Zinssatz.

### Wie wird der risikogerechte Zinssatz ermittelt?

Die Bank ermittelt den Zinssatz für jeden Kunden individuell. Dabei berücksichtigt sie die wirtschaftlichen Verhältnisse des Kreditnehmers (Bonität) und die Werthaltigkeit der Sicherheiten. Die Kombination der Bonitäts- und Besicherungsklassen ergibt die Preisklasse. Jede Preisklasse deckt eine Zinsspanne mit einer festen Zinsobergrenze (Maximalzinssatz) ab. Der individuelle Zinssatz liegt innerhalb dieser Zinsspanne.

### Zinsbindung

zehn Jahre

### Kreditlaufzeit

bis zu 20 Jahre bei höchstens drei tilgungsfreien Anlaufjahren

### Tilgung

in gleich hohen vierteljährlichen Raten nach Ablauf der tilgungsfreien Anlaufjahre

- außerplanmäßige Tilgung innerhalb der ersten Zinsbindungsfrist kostenfrei

### Sicherheiten

- bankübliche Sicherheiten, z.B. Grundschulden oder Bürgschaften
- Für die Besicherung von Kommunaldarlehen gelten die üblichen formalen Voraussetzungen.

## 5.5 Bankbesuch

### Aufgabenstellung:

1. Besuchen Sie ein Geldinstitut vor Ort und informieren Sie sich über die angebotenen Finanzierungsmöglichkeiten einer Photovoltaik-Anlage! Erfragen Sie auch, welche Unterschiede zwischen dem lokalen Angebot und dem der KfW bestehen! Machen Sie sich Notizen, und fassen Sie die gewonnenen Informationen in einem kurzen Text zusammen! Verwenden Sie zur Darstellung des Textes eine geeignete Office-Software!

## 6 Verbreitung der Photovoltaik in Deutschland

### 6.1 Strahlungsangebot in Deutschland

#### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Bestimmen Sie die exakte geografische Lage Ihrer Schule! Recherchieren Sie dazu zunächst im Internet, wie Sie die Bestimmung durchführen können!
3. Schätzen Sie das Strahlungspotenzial Ihrer Schule anhand den Ihnen vorliegenden Informationen ab!
4. Diskutieren Sie interessante Standorte für den Bau einer Photovoltaik-Anlage hinsichtlich der Strahlungsintensität im näheren Umkreis Ihrer Schule! Sammeln Sie Argumente, die für die einzelnen Standorte sprechen und stellen Sie diese mittels einer geeigneten Office-Software in einer tabellarischen Übersicht zusammen! Tragen Sie die jeweiligen Standorte in eine Straßenkarte ein!

#### Arbeitstext:

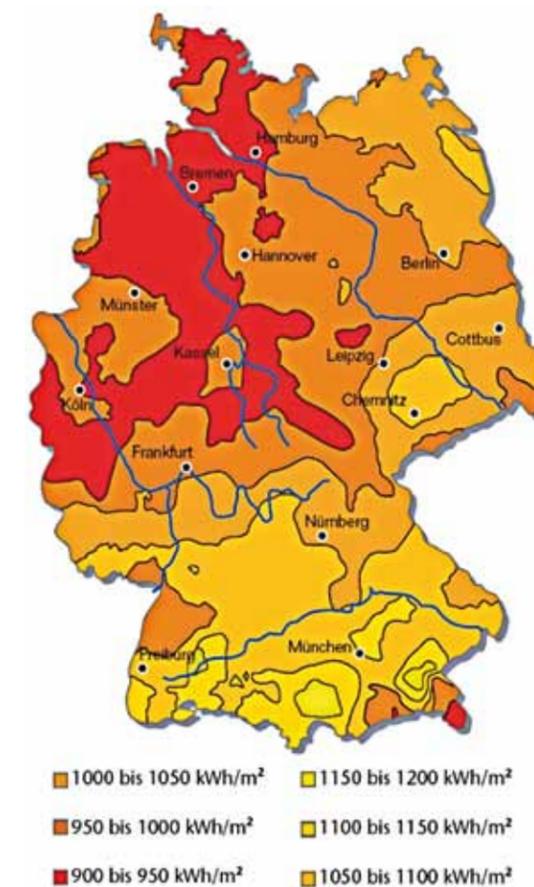
Damit eine Photovoltaik-Anlage die optimale Leistung liefern kann, muss sie perfekt auf den jeweiligen Standort abgestimmt sein. So sollte vermieden werden, die Solarmodule in Bereichen zu montieren, wo Verschattungen durch Bäume oder Gebäude drohen. Die bestmögliche Leistung ist nur zu erreichen, wenn die Sonnenstrahlen für einen möglichst langen Zeitraum in einem günstigen Einfallswinkel auf die Solarzellen treffen.

Für das Erreichen einer optimalen Leistung bei einer Photovoltaik-Anlage ist zunächst die **Sonnenstrahlung** an sich zu beachten, die nur zum Teil direkt auf die Erdoberfläche trifft. Ein Großteil der Strahlung wird durch Wolken in der Erdatmosphäre gestreut oder reflektiert und trifft somit als sogenannte diffuse Strahlung auf die Erde. Gewöhnliche Photovoltaik-Anlagen können allerdings sowohl direkte als

auch diffuse Strahlung zum Erzeugen elektrischer Leistung nutzen. Lediglich bei strahlungskonzentrierten Systemen, zumeist in der Forschung, wird nur die direkte Strahlung genutzt. Außerdem ist zu bedenken, dass die Sonne in Deutschland nie senkrecht zur Erdoberfläche steht. Daher macht es wenig Sinn, Module horizontal auszurichten. Sie werden also in einem Winkel zur Sonne ausgerichtet, der im Mittel zwischen Sommer- und Wintersonnenstand die optimale Leistung garantiert. Vom Forschungszentrum der Europäischen Union gibt es hierzu für alle europäischen Länder einen **Strahlungsatlas**, der für die optimale Ausrichtung aufzeigt, wie die Strahlungsverhältnisse in den jeweiligen Regionen aussehen.<sup>141</sup>

Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, gibt es in Deutschland erhebliche Unterschiede bei den Einstrahlungsverhältnissen für die horizontale und die optimale Ausrichtung der Module. Generell kann man sagen, dass eine optimal ausgerichtete Anlage rund 12% mehr Strom liefern kann als eine Anlage bei horizontaler Ausrichtung. Auffällig ist zudem ein in Deutschland zu beobachtendes Nord-Süd-Gefälle bei den Einstrahlungsverhältnissen. So können hier besonders in Bayern und im Alpenvorland hervorragende Ergebnisse erzielt werden, während in der Mitte und im Nordwesten Deutschlands geringere Werte zu erreichen sind.<sup>142</sup>

**Abbildung:** Solare Einstrahlung und Solarstrom Potenzial in Deutschland bei horizontaler und optimaler Ausrichtung der Module.



Quelle: <http://www.kht-dresden.de/images/heating/solar-einstrahlung-800x471.jpg>

## 6.2 Modulausrichtung

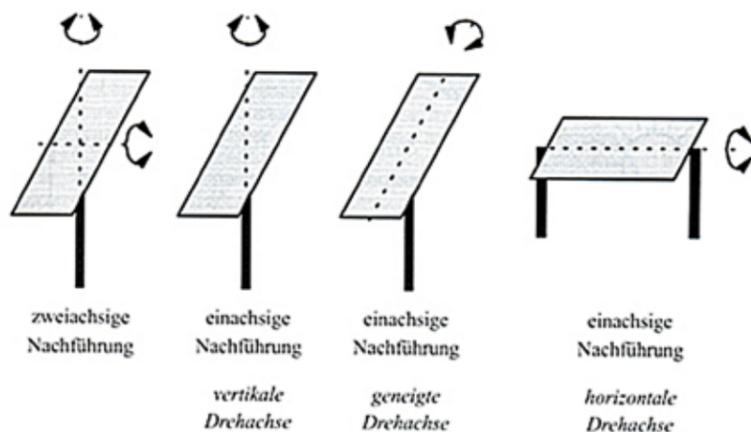
### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Bilden Sie kleine Gruppen von maximal vier Personen, und wählen Sie ein Gebäude im Umkreis Ihrer Schule aus, für das Sie die Planung einer Photovoltaik-Anlage als sinnvoll erachten! Erörtern Sie innerhalb Ihrer Gruppe die Vor- und Nachteile einzelner Standorte!
3. Bestimmen Sie die Dachausrichtung des von Ihnen ausgewählten Gebäudes!
4. Bestimmen Sie die Form des Daches des von Ihnen ausgewählten Gebäudes!
5. Bestimmen Sie anhand der Einstrahlungsscheibe die zu erwartende Energieeinstrahlung für das von Ihnen gewählte Gebäude!

### Arbeitstext:

Eine optimale Ausrichtung der Solarmodule ist im Hinblick auf den Ertrag einer Photovoltaik-Anlage zwingend notwendig. Aufgrund gebäudetechnischer oder regionaler Bedingungen ist eine Ausrichtung, die dauernd dem Sonnenstand folgt, insbesondere bei Auf-Dach-Anlagen, schwerlich umzusetzen. Lediglich bei Freiflächen-Anlagen gibt es eine Möglichkeit zur ständigen optimalen Ausrichtung der Module in Form einer Nachführung.

Abbildung: Verschiedene Möglichkeiten der Nachführung <sup>143</sup>



Wie die Abbildung zeigt, gibt es diverse Möglichkeiten einer Nachführung von Solarmodulen. Grundsätzlich werden hier aktive und passive Systeme unterschieden. Aktive Systeme werden mittels eines Motors gesteuert, der die Module stets auf den Sonnenstand justiert. Passive Nachführungen besitzen keinen separaten Motor, sondern werden direkt mit Hilfe der Sonne angetrieben.

Mit Hilfe einer Nachführung kann die Effizienz einer Photovoltaik-Anlage im Vergleich zu einer Anlage mit fest installierten Modulen erheblich gesteigert werden. Um keinen zu großen Effizienzverlust zu erleiden, werden daher Auf-Dach-Anlagen so ausgerichtet, dass sie tagsüber zu jeder Jahreszeit im Mittel die maximal mögliche Energie erzeugen. In Deutschland werden die höchsten Erträge einer festinstallierten Photovoltaik-Anlage erreicht, indem man die Module Richtung Süden ausrichtet. Wie die folgende Abbildung zeigt, sind nahezu alle Dachformen zur Installation von Modulen geeignet. Der Energieertrag pro kW Anlagenleistung im Verhältnis zur optimalen Ausrichtung ist bei allen Dächern durch das Einstellen der Modulneigung verhältnismäßig hoch. Bei der nutzbaren Dachfläche, bezogen auf die Grundfläche, gibt es allerdings erhebliche Unterschiede. So muss man besonders bei Flachdächern darauf achten, genügend Platz zu haben, so dass die Module sich nicht gegenseitig Schatten spenden.

Bei einer Ausrichtung in Ost-West-Richtung ist besonders die Form des Satteldaches auffallend. Zwar ist die Ertragsmöglichkeit auf etwa 70% begrenzt, diese Dächer besitzen eine nutzbare Fläche von 200% im Vergleich zur Grundfläche. <sup>144</sup>

Um für eine Photovoltaik-Anlage die bestmögliche Ausrichtung der Module zu bestimmen, gibt es zum einen die Möglichkeit des Heranziehens einer so genannten Einstrahlungsscheibe.

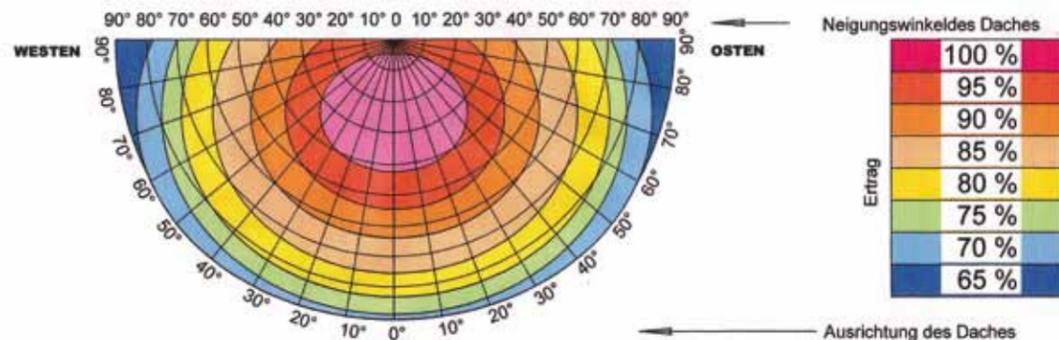
### Dachformen und Energieerträge

Südausrichtung						
Dachneigung	30°	45°	60°	30°	45°	30°
Nutzbare Dachfläche	58%	71%	100%	116%	141%	30%
Ertrag pro kW Anlagenleistung	99%	94%	88%	99%	94%	99%
Ost-Westausrichtung						
Dachneigung	30°	45°	60°			0°
Nutzbare Dachfläche	116%	141%	200%			100%
Ertrag pro kW Anlagenleistung	87%	83%	70%			95%

Quelle: <http://www.volta-sole.de/bilder/dachformen-energieertraege.gif>

Hiermit kann man herausfinden, inwiefern ein Dach für die Installation einer Photovoltaik-Anlage tauglich ist. Die nachstehende Abbildung zeigt, dass eine Südausrichtung der Anlage und eine Neigung um ca. 30° in Deutschland am effektivsten erscheinen.

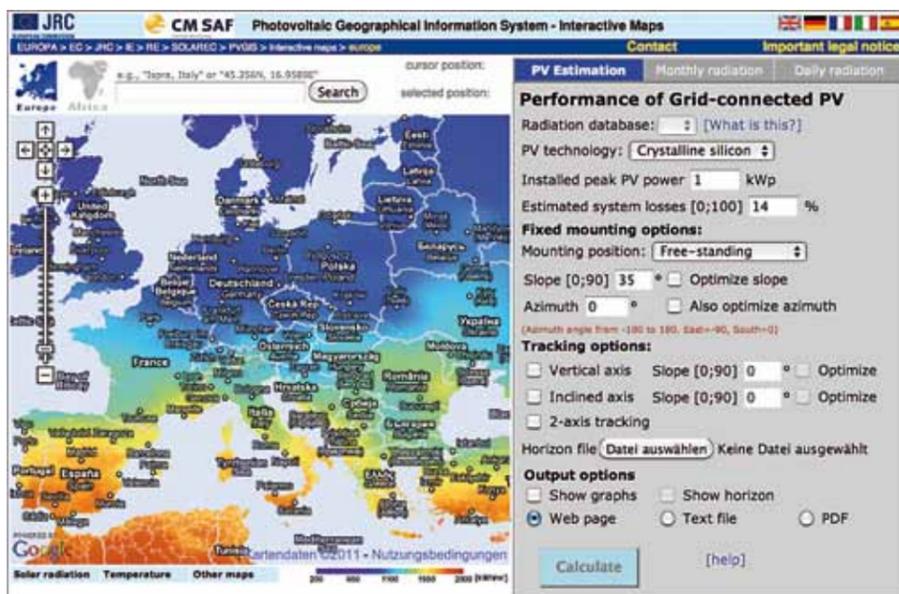
Abbildung: Einstrahlungsscheibe Sonnenenergie



Quelle: <http://www.bodechrist.de/m15/Ausrichtung.jpg>

Eine genauere Methode bietet die Internetpräsenz des Joint Research Centre der European Commission, kurz JRC. Mit Hilfe des frei zugänglichen Online Tools „PVGIS“ lassen sich nach Eingabe der Koordinaten bzw. des Standortes, der Modul-Technologie und der geschätzten Systemverluste etwaige Ertragsdaten ermitteln, abhängig von der jeweiligen Dachneigung. Die Basisdaten von PVGIS beruhen auf genauen, europaweiten Messungen der Sonneneinstrahlung.

Abbildung: Photovoltaic Geographical Information System PGIS



Quelle: JRC, European Commission

Allerdings sollte man auch beachten, dass solche Online Tools wie PVGIS sich ausschließlich für einfache Anlagen eignen. Zur Berechnung gehen die jeweiligen Programme der Einfachheit halber davon aus, dass alle Module gleich ausgerichtet sind und auch kein Schatten auf sie fällt. Auch der Wirkungsgrad der Wechselrichter wird nicht beachtet. Eine professionellere und genauere Ertragsberechnung ist mit kostenpflichtigen Tools wie etwa „PV-Syst“ oder „Homer“ möglich.

## 6.3 Einflussfaktoren auf die Leistung einer Photovoltaik-Anlage

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Bilden Sie kleine Gruppen von maximal vier Personen. Suchen Sie im Umkreis Ihrer Schule zwei Photovoltaik-Anlagen auf und vergleichen Sie die beiden Anlagen bezüglich ihrer Lage, ihres Ertragspotenzials und möglicher störender Einflussfaktoren!
3. Stellen Sie die Ergebnisse aus Ihrer Analyse in einer Tabelle mit einer geeigneten Präsentationssoftware zusammen und stellen Sie Ihre Ergebnisse Ihren Mitschülern und Mitschülerinnen vor!

### Arbeitstext:

Der bestmögliche Ertrag einer Photovoltaik-Anlage ist gewissermaßen nur unter Laborbedingungen zu erreichen, da hier leistungsmindernde Faktoren vermieden werden können. Da dies aber im herkömmlichen Gebrauch von Photovoltaik-Anlagen so nicht möglich ist, muss versucht werden, diese leistungsmindernden Faktoren möglichst gering zu halten.

Ein erster Ansatz ist, wie bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert, die Wahl der **bestmöglichen Modulausrichtung**. Je genauer die Ausrichtung der Module an den jeweiligen Standort erfolgt, umso höher wird auch der zu erzielende Ertrag sein. Generell sollten auch möglichst Teilabschattungen der Module vermieden werden, da diese je nach Aufbau der Anlage erheblichen Einfluss auf die Leistung nehmen. So ist bei seriell geschalteten Modulen unbedingt darauf zu achten, Bypassdioden einzusetzen, da sonst der gesamte Strang auf das Leistungsniveau der abgeschatteten Zellen abgesenkt wird.<sup>145</sup>

Auch die Betriebstemperatur der Module sowie deren Abstimmung mit dem Wechselrichter spielen eine wichtige Rolle. Bei Laborbedingungen wird als Standardwert eine Temperatur von 25°C eingesetzt, um die maximal mögliche Leistung zu erzielen. Abweichungen von dieser Temperatur haben pro Grad Erhöhung bei kristallinen Zellen zum Beispiel eine Leistungsminderung von 0,5% zur Folge. Ist die Anlage auf die auftretenden maximalen Temperaturen eingestellt, kann auch der Wechselrichter optimalen Ertrag bringen. Sollte dies nicht der Fall sein, kann es bei hohen Temperaturen dazu kommen, dass die Generatorspannung unter der Mindesteingangsspannung des Wechselrichters liegt, und somit nur noch ein Teil der Energie umgesetzt werden kann.<sup>146</sup>

Keinen allzu großen Einfluss auf die Leistung einer Photovoltaik-Anlage in Deutschland hat eine **Verschmutzung** der Module. Da es in unseren Breiten relativ häufig regnet, können sich die Module so gewissermaßen selbst reinigen. Die Bedeckung der Module mit Schnee kann allerdings ein Problem darstellen. Je nach Neigung der Module rutscht der Schnee zwar schnell nach unten, kann sich an der Unterseite der Module dann aber ggf. aufstauen. Somit sollte auf eine geeignete Rahmen- und Profilhöhe geachtet werden.<sup>147</sup>

In der folgenden Tabelle wird dargestellt, wie viel Sonnenlicht von der Photovoltaik-Anlage in elektrischen Strom umgewandelt werden kann. Dabei wird die Zeit zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang berücksichtigt.<sup>148</sup>

Tag	Sonnenaufgang – Sonnenuntergang	Dauer Sonnenlicht
15. Januar	8:20 - 16:43	8 Std. 23 Min.
14. Februar	7:37 - 17:30	9 Std. 53 Min.
15. März	6:36 - 18:27	11 Std. 51 Min.
15. April	6:27 - 20:18	13 Std. 51 Min.
15. Mai	5:31 - 21:06	15 Std. 35 Min.
15. Juni	5:05 - 21:40	16 Std. 35 Min.
15. Juli	5:23 - 21:32	16 Std. 09 min.
15. August	6:08 - 20:44	14 Std. 36 Min.
15. September	6:57 - 19:37	13 Std. 40 Min.
15. Oktober	6:46 - 17:29	10 Std. 43 Min.
15. November	7:39 - 16:33	8 Std. 54 Min.
15. Dezember	8:20 - 16:14	7 Std. 54 Min.

## 6.4 Zukunftsaussichten

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Informieren Sie sich über den gegenwärtigen Energiemix in Deutschland oder in Ihrer Region (regionaler Stromanbieter)!
3. Diskutieren Sie in Ihrer Klasse die Vor- und Nachteile klassischer Energieformen im Vergleich zu den regenerativen Energiequellen!
4. Recherchieren Sie im Internet, bis wann die Kohle-, Öl- und Gasvorräte voraussichtlich ausreichen werden!

### Arbeitstext:

Die Nutzung der Solarenergie in Deutschland ist im Jahr 2009 weiter deutlich gestiegen. Insgesamt wurden neue Solaranlagen mit einer Leistung von 3.800 MW zur Stromerzeugung installiert. Im Jahr 2008 erreichte der Zubau 1.900 MW. Unter den Bundesländern führt im Jahr 2009 beim Photovoltaik-Neubau Bayern mit 1485 MW das Ranking vor Baden-Württemberg (551 MW) und Nordrhein-Westfalen (436 MW) an.

#### Zubau der Solaranlagen (Photovoltaik) nach Bundesländern für 2009.<sup>149</sup>

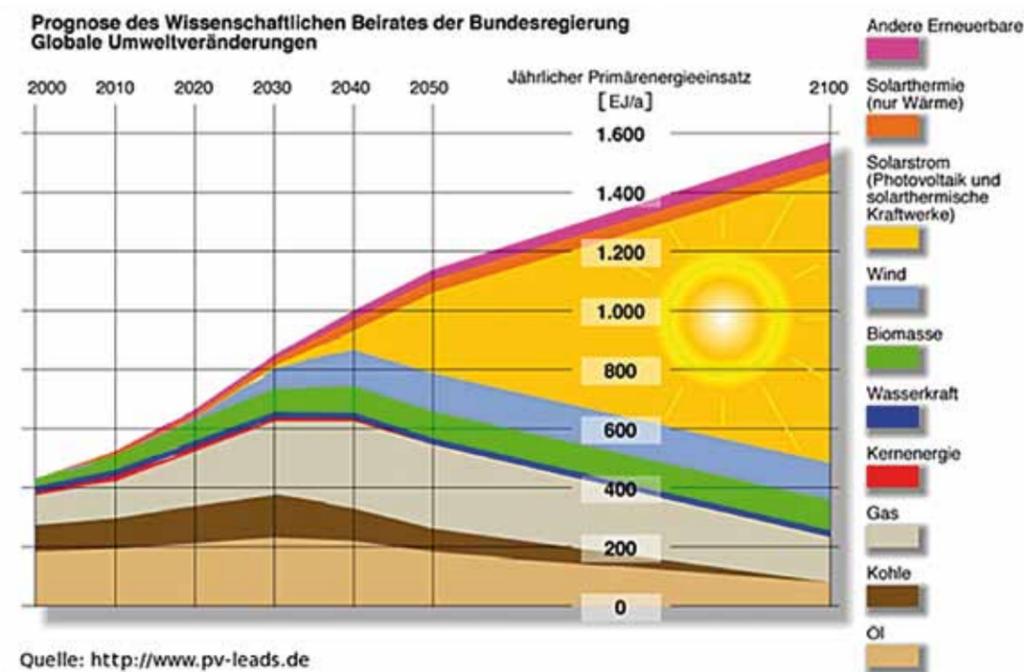
Bundesland	Leistung [MW]	Bundesland	Leistung [MW]
Baden-Württemberg	551	Niedersachsen	346
Bayern	1.485	Nordrhein-Westfalen	436
Berlin	9	Rheinland-Pfalz	167
Brandenburg	176	Saarland	34
Bremen	2	Sachsen-Anhalt	78
Hamburg	2	Sachsen	109
Hessen	177	Schleswig-Holstein	119
Mecklenburg-Vorpommern	53	Thüringen	59

Da die Sonnenenergie zu den regenerativen Energiequellen gehört, also zu jenen Energiequellen, die grundsätzlich verfügbar sind und sich selbst regenerieren, wird die Photovoltaik in Zukunft an Bedeutung weiter zunehmen; insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Ressourcen der nicht erneuerbaren Energiequellen wie Öl, Kohle und Gas schon bald ausgeschöpft sein sollten.

Experten rechnen damit, dass spätestens zur Mitte des 21. Jahrhunderts die Photovoltaik einen erheblichen Prozentsatz des Gesamtenergieumsatzes ausmacht. Für das Jahr 2050 rechnet der Bundesverband der Solarwirtschaft hier mit einem Anteil von rund 25% der Photovoltaik am gesamten deutschen Stromverbrauch.

Allerdings muss die Technik bis dahin noch erheblich verbessert werden. Dies betrifft insbesondere den Wirkungsgrad der Solarzellen. So können zum Beispiel schon erste Erfolge in der Forschung mit dem Einsatz von roten Silizium-Nanopartikeln gefeiert werden, die eine Effizienzsteigerung herkömmlicher Zellen gegenüber um bis zu 67% ermöglichen. Bei allen technischen Innovationen werden die Grenzen allerdings auch bald ausgereizt sein. Bei Wechselrichtern ist dies besonders gut zu veranschaulichen, da diese heutzutage zum Teil bereits einen Wirkungsgrad größer 98% ermöglichen.<sup>150</sup>

### Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100



Quelle: [http://www.fotovoltaica.eu/images/weltweiter\\_Energiemix\\_2100.jpg](http://www.fotovoltaica.eu/images/weltweiter_Energiemix_2100.jpg), Abruf vom 10. Oktober 2011

Auch auf den Arbeitsmarkt wird die Photovoltaik weiterhin positive Auswirkungen haben. Sind es heutzutage etwa 70.000 Beschäftigte in der Solarbranche, so wird für das Jahr 2020 bereits mit mehr als 150.000 Beschäftigten gerechnet.<sup>151</sup>

Seit dem Ende der neunziger Jahre, erlebte der Markt für erneuerbare Energien ein Wachstum von etwa 35 Prozent pro Jahr. Allein die Photovoltaik-Branche erreichte im Jahr 2000 bereits eine erzeugte Leistung von 1200 Megawatt. Innerhalb von nur fünf Jahren konnte diese Leistung mehr als verfünffacht werden, so dass im Jahr 2006 schon 6500 Megawatt Photovoltaik-Leistung verzeichnet werden konnte. Laut Voraussagen von Experten wird die Photovoltaik-Industrie auch in den nächsten Jahren stark wachsen und einen mächtigen Boom erleben. Bis zum Jahr 2030 werden ca. 6,5 Millionen Menschen ihren Arbeitsplatz der Photovoltaik-Branche zu verdanken haben, so lautet das Ergebnis einer Studie von Greenpeace und dem Europäischen Verband der Photovoltaik-Industrie. Neben den optimistischen Prognosen hinsichtlich des zunehmenden Arbeitskräftebedarfs wird der jährliche Umsatz, welcher derzeit etwa 9 Milliarden Euro pro Jahr beträgt, sich bis zum Jahr 2030 auf das 30-fache steigern und somit auf etwa 300 Milliarden Euro geschätzt. Der weltweite Strombedarf wird bis zu diesem Zeitpunkt zu ca. einem Zehntel durch Solarstromanlagen gedeckt werden. Im Bezug auf die Reduzierung von Treibhausgasen (CO<sub>2</sub>-Minderung) gilt die Solarenergie als sehr vielversprechend. So könnten durch den Einsatz von Solaranlagen im Jahr 2030 etwa 1. Milliarde Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden.<sup>152</sup>

# 7 Grundlagen der Kosten- und Ertragsplanung einer PV-Anlage

## 7.1 Kostenübersicht Gesamtanlage

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Argumentieren Sie mündlich, warum bei Hausdachanlagen der Kostenanteil für den Wechselrichter wesentlich höher, der Kostenanteil für die Tragstrukturen jedoch wesentlich geringer ist als bei Freiflächenanlagen!
3. Recherchieren Sie die in Deutschland installierte Leistung durch Photovoltaik-Anlagen in den Jahren 2006 bis 2010 und vergleichen Sie diese mit der Entwicklung der Installationskosten pro Kilowattpeak!
4. Recherchieren Sie im Internet oder in entsprechender Fachliteratur zur Allgemeinen Betriebswirtschaftslehre, was unter Investition und was unter Kosten zu verstehen ist und halten Sie das Ergebnis schriftlich fest!

### Arbeitstext:

Die Frage nach der Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage ist für die potentiellen Betreiber eines Photovoltaik-Systems vor der Anschaffung einer Anlage von grundlegender Bedeutung. Wie bei allen Investitionen ist es für den Verbraucher wichtig herauszufinden, inwieweit sich die Photovoltaik-Anlage für ihn in finanzieller Hinsicht als rentabel darstellt. Um dies herauszufinden, wird üblicherweise der finanzielle Aufwand mit dem jeweiligen Nutzen verglichen.

Um die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage zu bestimmen, bedarf es einiger Vorüberlegungen, da jede Anlage individuell aufgebaut ist. Es müssen alle Parameter beachtet werden, die auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage Einfluss nehmen.

In einem ersten Schritt sind die Investitionskosten zu bestimmen, die im Regelfall auch langfristig den größten Teil der Kosten ausmachen werden. Sie beinhalten unter anderem die Materialkosten für sämtliche Komponenten einer Photovoltaik-Anlage, wie etwa die Kosten der Module und des Wechselrichters, aber auch die Kosten für Installation und Inbetriebnahme der Anlage. In Ergänzung sind die laufenden Betriebskosten abzuschätzen.<sup>153</sup>

### Investitionskosten

Die Investitionskosten machen bei der Gesamtbetrachtung der Kosten einer Photovoltaik-Anlage den größten Kostenblock aus. Um die angebotenen Systeme auf ihre spezifischen Investitionskosten zu überprüfen, werden diese zumeist in der Einheit Euro pro Kilowattpeak [€ / kWp] angegeben. Dadurch wird eine Vergleichbarkeit der einzelnen Systeme gewährleistet. Die Leistung von Photovoltaik-Anlagen wird meist in Megawatt [MW] angegeben.<sup>154</sup>

Kostenanteil in Prozent für	Auf-Dach-Anlage	Freiflächenanlage (ab 100 kWPeak)
Module	61	60
Wechselrichter	20	8
Tragstrukturen	5	13
Infrastruktur	0	5
Installation	14	14

Wie der obigen Tabelle zu entnehmen ist, entfällt sowohl bei den Hausdachanlagen als auch bei den Freiflächenanlagen der größte Teil der Investitionskosten auf die Photovoltaik-Module selbst. Da es allerdings eine Vielzahl an Modul- und Zelltypen mit unterschiedlichen technischen Ausführungen gibt, ist zu beachten, dass es sich bei den angegebenen Prozentangaben lediglich um Richtwerte handeln kann.<sup>155</sup>

Wie hoch aber sind die absoluten Investitionskosten einer Photovoltaik-Anlage? Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Durchschnittskosten in Euro pro Kilowattpeak in den Jahren 2006 bis zum ersten Quartal 2010.



Eine Photovoltaik-Anlage kostete Anfang des Jahres 2006 noch rund 5.000 € / kWp, wohingegen der Preis im ersten Quartal des Jahres 2010 auf 2.864 € / kWp gesunken ist. Dies entspricht einem Rückgang von mehr als 40 Prozent innerhalb von vier Jahren. Der erhebliche Rückgang der Kosten ist insbesondere auf den immensen Preisverfall der Module zurückzuführen, der in den letzten Jahren stattgefunden hat. Die Hersteller der Photovoltaik-Module konnten ihre Produktionskosten deutlich senken, da insbesondere die Produktionsverfahren verbessert wurden, wodurch unter anderem weniger Rohstoffmengen benötigt wurden. Dank staatlicher Förderungen steigt die Nachfrage nach Photovoltaik-Anlagen bis heute stetig, so dass die Hersteller daher seit einiger Zeit in Masse produzieren, wodurch die Module deutlich günstiger verkauft werden können. Auch dank der Massenproduktion können die Produktionskosten pro Modul gesenkt werden (bei gleichzeitiger Steigerung der Produktivität der industriellen Anlagen).<sup>156</sup>

#### Betriebskosten

Die Betriebskosten einer Photovoltaik-Anlage sind sehr gering. Dies liegt zum einen daran, dass kein Brennstoffkreislauf zum Betreiben einer Anlage benötigt wird, zum anderen auch keine regelmäßige Überwachung der Systemkomponenten erforderlich ist. Da auch die Module selbst in der Regel keine Reinigung benötigen, ist der Instandhaltungsbedarf einer Photovoltaik-Anlage äußerst gering. Kosten fallen lediglich für die jährliche Überprüfung der Zählerstände sowie für abzuschließende Versicherungen an, wobei die Anlagen grundsätzlich in die Gebäudeversicherung eingegliedert werden können.<sup>157</sup>

#### Ermittlung der Jahreskosten

Die praktikabelste Möglichkeit zur Ermittlung der Jahreskosten ist eine Lebenszykluskostenrechnung. Dazu sind u.a. die gesamten Investitionskosten durch die Lebensdauer der Anlage zu dividieren. Aus dieser Division resultieren sogenannte Abschreibungen. Bei der linearen (gleichmäßigen) Verteilung der Investitionskosten auf die Nutzungsjahre handelt es sich um ein statisches Verfahren. Der zu berücksichtigende Abschreibungsbetrag ist heute ebenso hoch wie in zehn Jahren; Geldentwertung (Inflation) wird nicht berücksichtigt.

Wird eine Anlage fremdfinanziert, fallen Kreditzinsen an. Auch diese gehören zu den durch die Investition hervorgerufenen Kosten. Da die Kreditsumme in den meisten Fällen durch regelmäßige monatliche oder jährliche Zahlungen verringert wird, sinkt auch die Zinsbelastung von Jahr zu Jahr, bis schließlich der Kredit getilgt ist und keinerlei Zinsen mehr anfallen.

Die Betriebskosten des ersten Nutzungsjahres können meist ziemlich exakt angegeben werden. Für die Folgejahre müssen diese aber geschätzt werden, da zum Planungszeitpunkt natürlich noch nicht bekannt ist, wie hoch die Zählergebühren oder die Versicherungsbeiträge in der Zukunft sein werden. Auch ist natürlich nicht bekannt, wann und ob eine Reparatur (z.B. des Wechselrichters) notwendig sein wird.

## 7.2 Ertragsübersicht Gesamtanlage

#### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. In Deutschland wird der Ausbau der Photovoltaik nicht durch Investitionskostenzuschüsse, sondern durch Ertragszuschüsse sehr erfolgreich unterstützt. Recherchieren Sie Bereiche, in denen die Politik Investitionszuschüsse gewährt und stellen Sie diese dar!
3. Könnten die von Ihnen recherchierten Investitionszuschüsse ebenfalls durch Ertragszuschüsse ersetzt werden? Welche Vor- und Nachteile könnten sich dadurch ergeben?

## Arbeitstext:

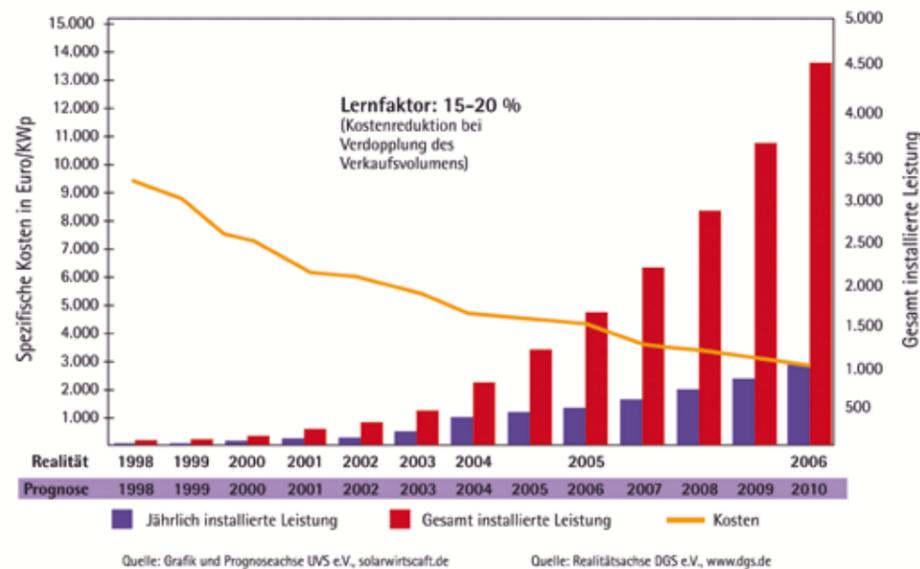
### Staatliche Förderprogramme

Die Photovoltaik wird seit Beginn der 90er Jahre durch verschiedene Regelungen gefördert. Hier sind insbesondere das seit 1990 gültige Stromeinspeisungsgesetz und dessen Nachfolger, das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) zu nennen. Auch das sogenannte „100.000 Dächer Programm“ als Bestandteil des EEG Ende der 90er Jahre war maßgeblich an der Entwicklung der Photovoltaik beteiligt. Die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen wird zudem durch diverse Investitionskostenzuschüsse sowie durch spezielle zinsgünstige Darlehen unterstützt.

### Vom Stromeinspeisungsgesetz zum EEG

Bis zum Jahr 1989 gab es keine gesetzliche Grundlage für die Einspeisung von Solarstrom. Erst als im Jahr 1990 das Stromeinspeisungsgesetz von der deutschen Bundesregierung verabschiedet wurde und zum ersten Januar 1991 in Kraft trat, wurde Solarstrom in verschiedenen deutschen Städten erstmalig vergütet, wobei allerdings diese Vergütung nicht für eine Kostendeckung von Photovoltaik-Anlagen ausreichte. Der Vergütungssatz betrug zu dieser Zeit umgerechnet nur 8,5 Cent pro kWh.

### Solarstrom: Kostensenkung durch Marktwachstum

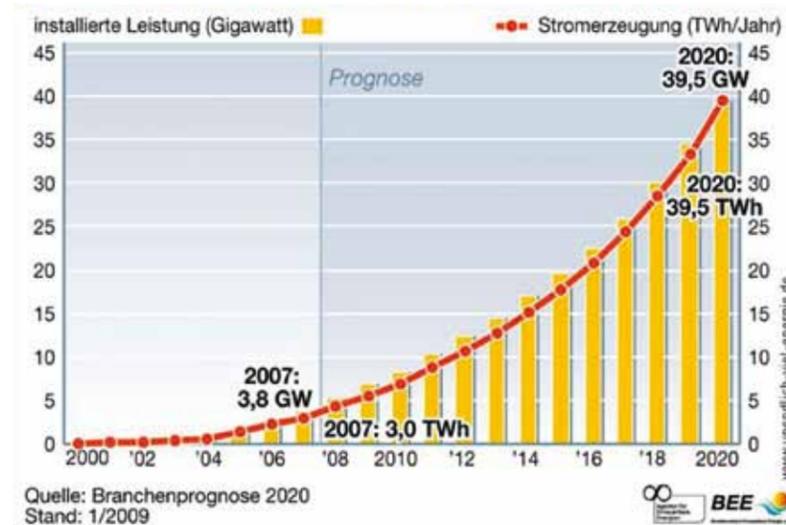


DGS-Förderung: Einhaltung der Lernkurve – Weitergabe der Kostenreduktion an das Handwerk

Quelle: <http://www.thur.de/philo/bilder/pv/lernkurve.gif>, Abruf vom 23.11.2010

Im Jahre 1999 wurde daraufhin ein weiterer Schritt zur kostendeckenden Förderung von Photovoltaik-Anlagen mit der Einführung des sogenannten „100.000 Dächer Programms“ gemacht. Dieses Programm wurde zunächst auf sechs Jahre angelegt und hatte das Ziel, etwa 100.000 Photovoltaik-Anlagen mit einer durchschnittlichen Spitzenleistung von 3 kWp zu errichten. Dieses Programm war Bestandteil des nun im Jahre 2000 ins Leben gerufenen EEG, welches das Stromeinspeisungsgesetz ersetzte.<sup>158</sup>

### Strom aus Photovoltaik in Deutschland bis 2020



Quelle: [http://www.solwest.de/tl\\_files/photovoltaik\\_technik/branchenprognose\\_2020.jpg](http://www.solwest.de/tl_files/photovoltaik_technik/branchenprognose_2020.jpg)

Das EEG verzeichnete rasch große Erfolge. Wie die obige Abbildung zeigt, stieg die zugebaute Leistung seit Beginn der Einführung des Gesetzes im Jahre 2000 kontinuierlich um mehrere 100 MW, da auch die Vergütung auf zunächst 50,6 Cent / kWh stieg. Dies hatte auch zur Folge, dass die für das „100.000 Dächer Programm“ veranschlagte Gesamtspeizenleistung von 300 MW schon 2002 erreicht werden konnte. Daraufhin beschloss die damalige Bundesregierung, das Limit auf 1.000 MW zu erhöhen. Da allerdings das veranschlagte Budget für das „100.000 Dächer Programm“ bereits 2003 ausgeschöpft war, lief es im Jahre 2003 aus. Um damit keinen Einbruch in der deutschen Photovoltaik-Branche zu bewirken, wurde im Anschluss an das „100.000 Dächer Programm“ im Januar 2004 das Solarstromvorschaltgesetz verabschiedet. Dies war das erste Bundesgesetz in Deutschland, welches die Photovoltaik mit einer kostendeckenden Vergütung förderte. Die Vergütung betrug zunächst 57,40 Cent / kWh, was sogar über den Erwartungen der Branchenexperten lag.

Das Solarstromvorschaltgesetz löste das bisherige EEG ab, ging dann aber im August 2004 in das neu formulierte EEG über. Die Grundstruktur des EEG wurde seitdem bis heute nur geringfügig verändert. So wurde unter anderem mit der erneuten Novellierung des EEG im Jahr 2008 der Eigenverbrauchsbonus

hinzugefügt. Auch wenn die Einspeisevergütung seit 2004 mit 57,4 Cent / kWh kontinuierlich auf 43,01 Cent / kWh im Jahre 2009 gesenkt wurde, ist dennoch ein erheblicher Zubau in diesem Zeitraum von 1.053 MW auf mehr als 9.000 MW zu verzeichnen.<sup>159</sup>

Zum 01. Juli 2010 wurde von Bundesumweltminister Norbert Röttgen eine weitere Überarbeitung des EEG angekündigt. Demnach sollen die Vergütungssätze um weitere elf bis 15 Prozent abgesenkt werden, bei gleichzeitiger Erhöhung des Anlagenzubauzieles auf 2.500 bis 3.500 MW und mehr. Das Gesetz wurde jedoch in der vorgelegten Form vom Bundesrat zunächst nicht akzeptiert und konnte damit auch noch nicht in Kraft treten. Die vorgeschlagene Novellierung des EEG hatte bereits Anfang des Jahres 2010 in der Photovoltaik-Branche für viel Wirbel gesorgt. Kritik gibt es insbesondere von den Solarfirmen, da diese hierdurch ein Ende des derzeitigen Booms der Solarbranche befürchten. Die EEG Novelle bietet allerdings viele Vorteile, die auf den ersten Blick nicht unbedingt direkt ersichtlich scheinen. So soll beispielsweise der jährliche Zubau auf 2,5 bis 3,5 Gigawatt erhöht werden, um ein höheres Zielspektrum gewährleisten zu können. Bislang betrug der Zubau 1,5 Gigawatt pro Jahr für Photovoltaik-Anlagen, die sobald sie ans Netz angeschlossen sind, einen Anspruch auf Förderungen in Gesamthöhe von etwa 500 Mio. Euro haben. Geht man nach der neuen Anpassung beispielsweise von einem Zubau von 3 Gigawatt aus, entspräche dieser einem Fördervolumen von 1 Mrd. Euro. In anderen Ländern wie zum Beispiel Luxemburg oder Spanien wurde in ähnlichen Situationen der Zubau begrenzt statt ausgebaut, wodurch diese Märkte sehr schnell an Bedeutung verloren. In der EEG Novelle ist auch geregelt, wie zu verfahren ist, sollten die 3,5 Gigawatt überschritten werden. In diesem Fall würde es eine weitere Reduzierung der Vergütung um höchstens sechs Prozent geben.<sup>160</sup>

Ein weiterer Kernpunkt der EEG Novelle ist die Streichung der Förderungsfristen für Freiflächenanlagen. Diese würden nach bisheriger Regelung nur gefördert werden, sollten sie bis zum 31. Dezember 2015 ans Netz gehen. Allerdings liefert die Änderung des EEG auch einen Kritikpunkt in Bezug auf die Freiflächenanlagen. So soll es zukünftig keine Freiflächenanlagen auf Ackerflächen mehr geben, um diese Flächen der landwirtschaftlichen Nutzung nicht zu entziehen. In Bezug auf die Eigenverbrauchsvergütung sollen auch erhebliche Änderungen getroffen werden, die sich allerdings auch positiv für den Anlagenbetreiber auswirken könnten.

Quelle: [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) – Solar Energy Savings\_11455011-alexsl



So wurde die (relative) Vergütung für selbstverbrauchten Strom deutlich erhöht, was für den Betreiber der Anlage die Möglichkeit bietet, je nach Anteil des selbst verbrauchten Stroms, die Reduzierung der Einspeisevergütung wett zu machen oder ggf. eine bessere Vergütung zu erwirtschaften als zuvor. Inzwischen wurde die Novelle überarbeitet und ist in Kraft getreten.

Zusätzlich zu der erläuterten Vergütung der Einspeisung bzw. des Eigenverbrauchs gibt es noch andere Programme, welche die Anschaffung einer Photovoltaik-Anlage begünstigen. Diese richten sich insbesondere an die Finanzierung von Photovoltaik-Anlagen in Form von Krediten und Darlehen. Einzige Bedingung zum Erhalt eines Kredites ist bei allen Finanzinstituten die Offenlegung der Einkommensverhältnisse sowie ein Einblick in die Rahmendaten der geplanten Photovoltaik-Anlage.

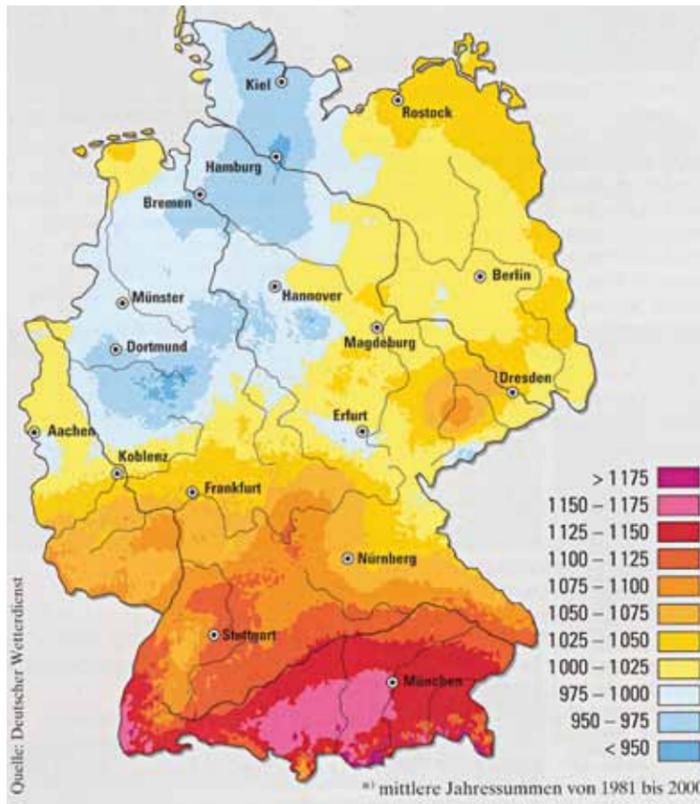
## 7.3 Regionale Ertragsübersichten

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den kurzen Arbeitstext durch!
2. Stellen Sie die monatliche Verteilung des Jahresertrags für das Postleitzahlengebiet 66xxx mit einer geeigneten Office-Software auf drei unterschiedliche Arten grafisch dar!
3. Vergleichen Sie grafisch und rechnerisch von mindestens fünf aufeinanderfolgenden Jahren die Jahreserträge im Großraum München und im Großraum Hamburg (oder zweier anderer deutlich voneinander entfernter Städte bzw. Ballungszentren)! Die Daten dazu erhalten Sie unter [www.pv-ertraege.de](http://www.pv-ertraege.de). Der rechnerische Vergleich sollte über die Bestimmung der arithmetischen Mittelwerte hinaus gehen. Verwenden Sie dazu geeignete Software!

### Arbeitstext:

Der Ertrag einer Photovoltaik-Anlage über das Jahr wird maßgeblich durch die Zahl der Sonnenstunden beeinflusst. So scheint in den Wintermonaten die Sonne eher selten und auch nur für wenige Stunden pro Tag, in den Sommermonaten dagegen häufiger und länger. Folgerichtig werden im Sommerhalbjahr mehr als 70% des Jahresertrags erwirtschaftet. Auch regionale Gegebenheiten spielen eine große Rolle. Im Alpenvorland ist die durchschnittliche Jahressonnenstundenzahl wesentlich höher als in Hamburg oder Bremen.



Quelle: <http://hs7.biz/assets/images/sonneneinstrahlung-karte.jpg>

Im Internet gibt es unter [www.pv-ertraege.de](http://www.pv-ertraege.de) monatsgenaue Übersichten über die realisierten Photovoltaik-Erträge Deutschlands, gegliedert nach der ersten bzw. den ersten beiden Ziffern der Postleitzahl.

Beispielhaft seien an dieser Stelle die Durchschnittserträge des Jahres 2009 der Region 66xxx aufgeführt:

	Jan.	Febr.	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	2009
Zahl der Anlagen	60	56	57	55	57	56	50	53	54	53	48	46	
Regionaler Durchschnitt (kWh pro kWpeak)	40	34	71	122	133	143	125	134	93	63	21	13	992
Regionaler Anlagen-Durchschnitt (kWh pro kWpeak pro PV-Anlage)	37	32	69	117	124	134	123	128	91	62	20	13	950

#### Erläuterungen zu der Tabelle:

- In Zeile 1 stehen die Namen der Monate und jeweils das Jahr.

- In Zeile 2 wird die Anzahl der Photovoltaik-Anlagen angezeigt, deren Monats-Stromerträge in die regionale Durchschnittsberechnung eingegangen sind.
- In Zeile 3 werden die regionalen Durchschnitts-Stromerträge angezeigt (in kWh pro kWpeak Leistung; ganzzahlig gerundet).
- In Zeile 4 werden die regionalen Anlagen-Durchschnitts-Stromerträge angezeigt (in kWh pro kWpeak pro PV-Anlage; ganzzahlig gerundet).

Der Unterschied zwischen den Zeilen 3 und 4 besteht darin, dass in Zeile 4 die Größe einer Anlage unberücksichtigt bleibt, d.h. jeder Anlagenertrag in kWh pro kWpeak fließt mit dem gleichen Gewicht in die Durchschnittsbildung ein. In Zeile 3 dagegen wird der Gesamtertrag in kWh über alle Anlagen durch die Gesamtzahl der kWpeak aller Anlagen dividiert.

#### Beispiel:

Gegeben seien zwei Anlagen mit folgenden Daten:

**Anlage 1:** 5 kWpeak, Monatsleistung: 500 kWh, also 100 kWh pro kWpeak

**Anlage 2:** 8 kWpeak, Monatsleistung: 960 kWh, also 120 kWh pro kWpeak

#### Daraus ergibt sich:

Durchschnittsertrag gemäß Zeile 3:  $1460 \text{ kWh} \text{ durch } 13 \text{ kWpeak} = 112,3 \text{ kWh pro kWpeak}$

Durchschnittsertrag gemäß Zeile 4:  $(100 \text{ kWh pro kWpeak} + 120 \text{ kWh pro kWpeak}) / 2 = 110 \text{ kWh pro kWpeak}$

Die letzte Spalte enthält die Jahreswerte, in diesem Fall für das Jahr 2009.

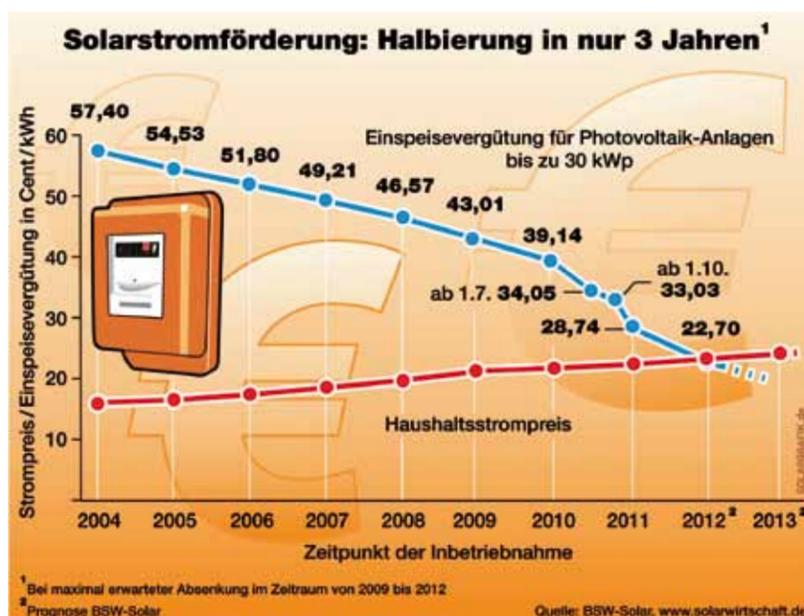
## 7.4 Netzparität

### Aufgabenstellung:

1. Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!
2. Recherchieren Sie, aus welchen Preis- bzw. Kostenkomponenten sich der Strompreis (z.B. Ihres regionalen Stromversorgers) zusammensetzt!
3. Recherchieren Sie im Internet, ob es andere Anbieter gibt, die preiswertere Angebote für Ihre Stromversorgung machen können als Ihr regionaler Anbieter! Stellen Sie die Unterschiede der Angebote strukturiert zusammen!
4. Diskutieren Sie die Vorteile, die sich ergeben können, wenn Sie trotz eventuell höherer Preise den Strom weiterhin über Ihren regionalen Energieversorger beziehen!
5. Stellen Sie die Ursachen unter Verwendung einer geeigneten Office-Software dafür zusammen, dass Strom aus Sonnenenergie immer preiswerter wird!

### Arbeitstext:

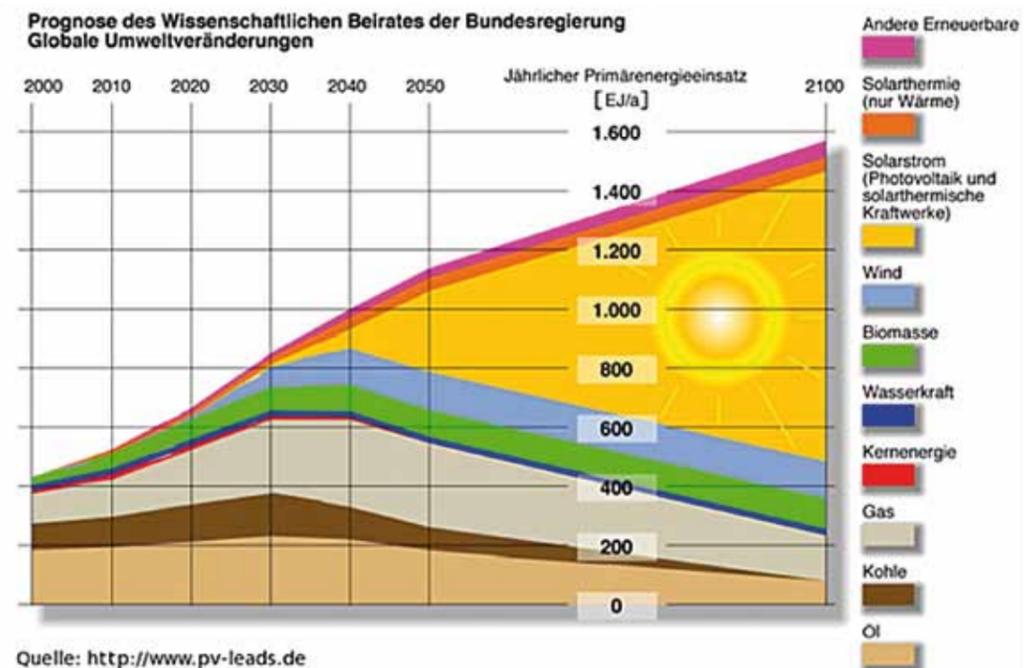
Netzparität bedeutet, dass der vom Endverbraucher selbst produzierte Strom dieselben Kosten je kWh verursacht, wie der konventionelle Strom aus der Steckdose.



Wie die Abbildung zeigt, wird **die Netzparität nach heutigem Stand voraussichtlich im Jahre 2013 erreicht**. Dies bedeutet, dass ab diesem Zeitpunkt der selbst produzierte Strom günstiger wird, als der herkömmliche Strom aus dem öffentlichen Stromnetz. Dann ist solare Elektrizität vollständig wettbewerbsfähig. Ab diesem Zeitpunkt wird sich auch der Solarstromanteil am Gesamtstrombedarf deutlich erhöhen. Experten rechnen heute damit, dass der Anteil im Jahr 2020 bei mehr als zehn Prozent liegen kann. Aktuell beträgt dieser Wert rund zwei Prozent.<sup>161</sup>

Da die Sonnenenergie zu den regenerativen Energiequellen gehört, also jene Energiequellen, die ständig verfügbar sind und sich selbst regenerieren, wird die Photovoltaik in Zukunft an Bedeutung immer weiter zunehmen, insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Ressourcen der nicht erneuerbaren Energiequellen wie Öl, Kohle und Gas schon bald ausgeschöpft sein werden.

### Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100

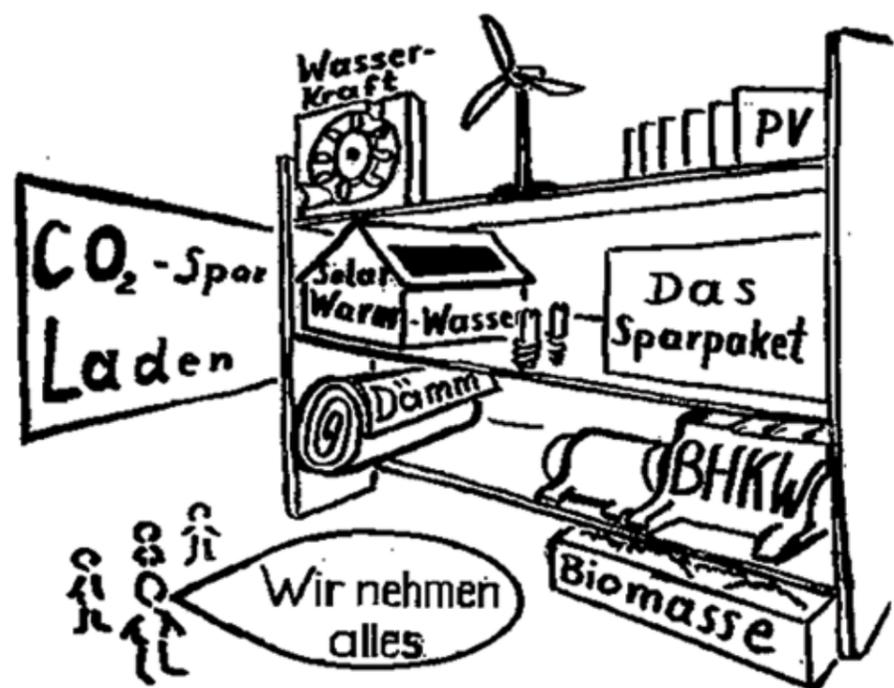


Quelle: [http://www.fotovoltai.ca.eu/images/weltweiter\\_Energiemix\\_2100.jpg](http://www.fotovoltai.ca.eu/images/weltweiter_Energiemix_2100.jpg), Abruf vom 10. Oktober 2011

Experten rechnen damit, dass spätestens zur Mitte des 21. Jahrhunderts die Photovoltaik einen erheblichen Prozentsatz des Gesamtenergieumsatzes ausmacht. Für das Jahr 2050 rechnet der Bundesverband der Solarwirtschaft hier mit einem Anteil von rund 25 Prozent der Photovoltaik am gesamten deutschen Stromverbrauch. Allerdings muss die Technik bis dahin noch erheblich verbessert werden. Dies betrifft insbesondere den Wirkungsgrad der Solarzellen. So können zum Beispiel schon erste Erfolge in der Forschung mit dem Einsatz von roten Silizium-Nanopartikeln gefeiert werden, die eine Effizienzsteigerung

herkömmlichen Zellen gegenüber um bis zu 67 Prozent hervorrufen. Bei allen technischen Innovationen werden die Grenzen allerdings auch bei anderen Komponenten schon bald ausgereizt sein. Bei Wechselrichtern ist dies besonders gut zu veranschaulichen, da diese heutzutage bereits einen Wirkungsgrad von zum Teil mehr als 98 Prozent ermöglichen.<sup>162</sup>

Auch auf den Arbeitsmarkt wird die Photovoltaik weiterhin positive Auswirkungen haben. Sind es heutzutage etwa 70.000 Beschäftigte in der Solarbranche, wird mit mehr als 150.000 Beschäftigten für das Jahr 2020 gerechnet.<sup>163</sup> Insgesamt lässt sich also festhalten, dass die große Zeit der Photovoltaik noch vor uns liegt. Sollten die alternativen Energiequellen weltweit stärker staatlich gefördert werden und die Anschaffungskosten einer Photovoltaik-Anlage weiter gesenkt werden, um noch attraktiver für den Endverbraucher zu werden, so könnten sie schon sehr bald einen Großteil des weltweiten Energiebedarfs decken.



Quelle: <http://www.sfv.de/abin/b97101.gif>, Abruf vom 23.11.2010.

## 8

# Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage

## 8.1 Betriebswirtschaftliche Grundlagen

### Aufgabenstellung:

#### Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch!

Besprechen Sie die Aufgabe 1 gemeinsam, und verteilen Sie die Aufgaben 2 bis 11 auf die teilnehmenden Schüler und Schülerinnen! Bilden Sie ggf. kleine Gruppen von zwei bis maximal drei Schülern und Schülerinnen! Diese sollen mit Hilfe einer geeigneten Präsentationssoftware (z.B. Microsoft PowerPoint) zu ihrer Aufgabe eine Präsentation erstellen, die im Einzelfall 15 Minuten nicht überschreiten soll.

1. Welche Motive (neben den finanziellen) könnten einen Investor dazu bewegen, in eine Photovoltaik-Anlage zu investieren?
2. Welche statischen Methoden der Investitionsrechnung gibt es, und wie funktionieren diese?
3. Welche Anwendungsvoraussetzungen sind für die statischen Methoden der Investitionsrechnung zu berücksichtigen?
4. Welche Vor- und Nachteile haben die statischen Methoden der Investitionsrechnung?
5. Welche dynamischen Methoden der Investitionsrechnung gibt es, und wie funktionieren diese?
6. Welche Anwendungsvoraussetzungen sind für die dynamischen Methoden der Investitionsrechnung zu berücksichtigen?
7. Welche Vor- und Nachteile haben die dynamischen Methoden der Investitionsrechnung?
8. Recherchieren Sie, mit welcher Inflationsrate in Deutschland sinnvoll kalkuliert werden kann und wie sich die Inflationsrate berechnet!
9. Neben Auszahlungen und Aufwand gibt es auch Ausgaben und Kosten. Erklären Sie die verschiedenen Begriffe und machen Sie Beispiele!
10. Neben Einzahlungen und Erträgen gibt es auch Einnahmen und Betriebserträge. Erklären Sie die verschiedenen Begriffe und machen Sie Beispiele!
11. Welchen Steuerarten unterliegen die Einkünfte einer Photovoltaik-Anlage?

## Arbeitstext:

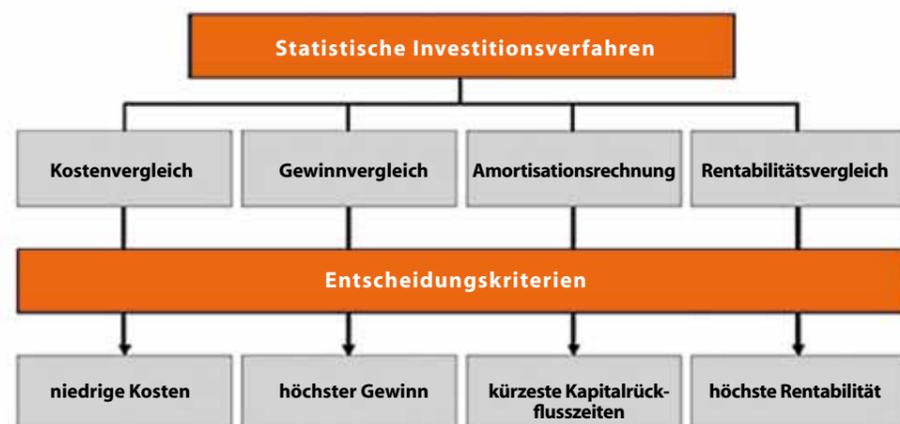
Die Errichtung einer Photovoltaik-Anlage ist eine (betriebswirtschaftliche) Investition. Investitionen zeichnen sich dadurch aus, dass die zur Realisation der Investition notwendigen finanziellen Mittel längerfristig gebunden sind.

Die Betreiber einer Photovoltaik-Anlage gelten (steuerrechtlich) als Unternehmer. Dies ergibt sich daraus, dass der Betrieb einer solchen Anlage der (langfristigen, selbständigen) Gewinnerzielung dient. Das bedeutet aber auch, dass die erzielten Gewinne zu versteuern sind bzw. dass Verluste die Steuerlast aus anderen Einkunftsarten verringern.

Eine Investition ist typischerweise damit verbunden, dass der Investor Geld aufbringen muss, um die Investition bezahlen zu können. Dazu ist er in der Regel nur bereit, wenn sich die Investition lohnt. Der finanzielle Nutzen wird vorab mittels einer Wirtschaftlichkeitsrechnung geprüft.

Um die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage beurteilen zu können, werden Methoden der betriebswirtschaftlichen Investitionsrechnung genutzt. Dabei sind die statischen von den dynamischen Investitionsrechnungen zu trennen:

Statische Methoden beurteilen die Wirtschaftlichkeit anhand einer repräsentativen Zeitperiode (anhand eines typischen Jahres oder eines typischen Monats) und somit ohne die Berücksichtigung der konkreten Zahlungszeitpunkte. Dynamische Methoden dagegen beachten den üblicherweise unterstellten Wertverfall von Geld im Zeitablauf aufgrund von Inflation. 100 Euro heute sind in der Regel mehr Wert als 100 Euro in zehn Jahren. Bei der Anwendung dynamischer Methoden sind zukünftige Zahlungen abzuzinsen, um sie mit heutigen Zahlungen vergleichen zu können, bzw. heutige Zahlungen sind aufzuzinsen, um sie mit zukünftigen Zahlungen vergleichbar zu machen. Hier stellt sich dann natürlich die Frage nach dem korrekten Zinssatz.



Quelle: <http://www.teialehrbuch.de/Kostenlose-Kurse/Finanzmanagement/images/74.jpg>, Abruf vom 23.11.2010.

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage bedient man sich in der Regel einer Lebenszyklusrechnung. Dazu werden die erwarteten Einzahlungen und Auszahlungen der Anlage und die erwarteten Erträge und der erwartete Aufwand während des gesamten Lebenszyklus der Anlage geschätzt. Die Lebenszyklusrechnung wird zu einer dynamischen Rechnung, wenn die konkreten Zahlungszeitpunkte, zumindest aber die einzelnen Wirtschaftsjahre, bei der Berechnung berücksichtigt werden, indem die Zahlungen unterschiedlicher Jahre auf- bzw. abgezinst werden. Von besonderem Interesse ist hier in der Regel auch die interne Verzinsung des Anlagenprojektes.

Einzahlungen und Erträge stimmen nicht zwangsläufig überein, genau so wenig Auszahlungen und Aufwand. Einzahlungen und Auszahlungen berücksichtigen die genauen Zeitpunkte, zu denen Zahlungseingänge und Zahlungsausgänge auf dem Geschäftskonto oder in der Kasse zu erwarten sind, und bedingen einen konkreten Zahlungsmittelfluss. Aufwand und Erträge beziehen sich dagegen auf die Zeiträume, in denen der wirtschaftliche Grund für die Zahlungsvorgänge liegt und beschreiben dabei den Werteverfall (Aufwendungen) bzw. den Wertaufbau (Ertrag).

So erwirtschaftet eine Photovoltaik-Anlage in jedem Monat einen bestimmten Stromertrag (in Abhängigkeit der produzierten Strommenge und des Vergütungssatzes); die Einzahlung auf dem Geschäftskonto wird sich davon aber unterscheiden, da die regionalen Energieversorger einen monatlich konstanten Abschlag überweisen und nur einmal jährlich eine exakte (jahresbezogene) Abrechnung durchführen. In den Wintermonaten ist damit die Einzahlung höher als der Ertrag, in den Sommermonaten dagegen niedriger.

## 8.2 Auszahlungen und Aufwand einer Photovoltaik-Anlage

### Aufgabenstellungen:

#### Lesen Sie den ausführlichen Arbeitstext sorgfältig durch!

Aufgabe für die Lehrkraft: HOLEN SIE EIN KONKRETES ANGEBOT FÜR DIE ERRICHTUNG EINER PHOTOVOLTAIKANLAGE EIN UND LEGEN SIE DIESES DEN FOLGENDEN BERECHNUNGEN ZU GRUNDE!

Verteilen Sie die Aufgaben auf die teilnehmenden Schüler und Schülerinnen und lassen Sie eine kurze Facharbeit erstellen! Diese soll im Einzelfall fünf Seiten nicht überschreiten.

Ggf. können Sie die Schüler und Schülerinnen auch dazu auffordern, ihre Ergebnisse in einem Kurzvortrag vor der Klasse darzustellen.

1. Neben der linearen Abschreibung existieren in der Betriebswirtschaftlehre grundsätzlich auch noch andere Abschreibungsmethoden. Wie heißen diese, und wie wird mit ihnen gerechnet? Welche Vor- und Nachteile bieten sie?
2. Beim Betrieb von Photovoltaik-Anlagen ist nicht nur die lineare Abschreibungsmethode steuerlich erlaubt. Wie funktioniert die zusätzlich erlaubte Methode, und welche Konsequenzen ergeben sich daraus? Erläutern Sie Ihre Aussagen anhand eines Beispiels!
3. Kalkulieren Sie anhand des Ihnen vorliegenden Angebotes die aus der Installation resultierenden Auszahlungen und den daraus resultierenden Aufwand der Photovoltaik-Anlage! Stellen Sie die Größen für das erste Jahr monatsgenau und in der Folge jahresgenau dar!
4. Diskutieren Sie über eine angemessene Höhe der kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen!
5. Informieren Sie sich bei einer örtlichen Bank oder Sparkasse über Möglichkeiten zur Fremdfinanzierung von Photovoltaik-Anlagen! Suchen Sie im Internet nach alternativen Angeboten! Legen Sie dazu die Daten Ihres konkreten Photovoltaik-Projektes zu Grunde! Erstellen Sie einen Zins- und Tilgungsplan für das Ihnen vorliegende konkrete Finanzierungsangebot!
6. Skizzieren Sie den Tilgungs- und Zinszahlungsverlauf bei Annuitätenkrediten, bei Ratenkrediten und bei endfälligen Krediten! Welchen (steuerlichen) Vorteil können endfällige Kredite bieten?
7. Informieren Sie sich bei Ihrem regionalen Stromversorger über die Höhe der Beträge, die für die Inbetriebnahme der Anlage und für die jährliche Zählermiete beim Betrieb einer Photovoltaik-Anlage anfallen! Stellen Sie in diesem Zusammenhang den Vorgang der Inbetriebnahme und das jährliche Messwesen anschaulich dar!
8. Recherchieren Sie (im Internet) entsprechende Versicherungsangebote für Photovoltaik-Anlagen und vergleichen Sie diese miteinander!

9. Welche Schäden werden von den Versicherungen abgedeckt? Diskutieren Sie auch mögliche Haftungsausschlüsse und deren praktische Relevanz!
10. Informieren Sie sich über die Herstellergarantieleistungen von Solarmodulen und Wechselrichtern und vergleichen Sie diese!
11. Informieren Sie sich über den Prozess der Umsatzsteuerabrechnung mit dem Finanzamt und erläutern Sie die Entwicklung der Umsatzsteuersätze im europäischen Vergleich!
12. Informieren Sie sich bei einem örtlichen Steuerberater, mit welchen Steuerberatungskosten Sie rechnen müssen, wenn Sie ihm die Abrechnung der Photovoltaik-Anlage übertragen! Stellen Sie in diesem Zusammenhang auch den Ablauf der steuerlich bedingten Prozesse dar!
13. Recherchieren Sie die unterschiedlichen Einkunftsarten, die der Einkommensteuer unterliegen!
14. Informieren Sie sich über das auszufüllende Formblatt zur Ermittlung des steuerpflichtigen Gewinns Ihrer geplanten Photovoltaik-Anlage!
15. Informieren Sie sich über die bei der Einkommensteuer geltende Steuerprogression und informieren Sie sich darüber, wie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag berechnet werden!

### Arbeitstext:

**Auszahlungen betreffen konkrete Zahlungsvorgänge** auf dem Geschäftskonto des Anlagenbetreibers. Sie beschreiben einen realen Zahlungsmittelfluss. Auszahlungen (und Einzahlungen) werden benötigt, um die Liquidität planen und überwachen zu können. **Aufwand beschreibt dagegen eine Wertminderung.** Diese steht zwar oft, aber nicht immer im Zusammenhang mit einer Auszahlung. Aufwand und Ertrag werden benötigt, um den Gewinn zu berechnen, den die Photovoltaik-Anlage erbringt. Nachfolgend sollen nun zunächst die einzelnen Auszahlungs- und Aufwandarten, später dann auch die Einzahlungs- und Ertragsarten diskutiert werden.

### Investition in die Photovoltaik-Anlage

Der größte Block an Auszahlungen und Aufwand resultiert aus der Investition in die Anlage selbst durch den Kauf und die Installation der Photovoltaik-Anlage. Während die Auszahlungen zu Beginn des Baus und der Inbetriebnahme der Anlage anfallen, verteilt sich der Aufwand über die Nutzungsdauer.

Die Leistung einer Photovoltaik-Anlage wird in Kilowattpeak gemessen. Pro Kilowattpeak können in Deutschland im Jahr bis zu 1.000 Kilowattstunden Strom produziert werden; der tatsächliche Stromertrag schwankt je nach Lage und Ausrichtung der Anlage. Nachfolgend soll als Beispiel eine Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von fünf Kilowattpeak herangezogen werden. Der Investor soll dafür 15.000

Euro (plus 19% Umsatzsteuer) bezahlen müssen. Die Anlage soll zum 01.03.2010 in Betrieb genommen worden sein. In der Summe von 15.000 Euro sind sämtliche Materialkosten, Aufbaukosten und die Kosten des Anschlusses der Anlage an das Stromnetz enthalten. Lediglich der regionale Stromnetzbetreiber selbst wird noch eine kleine Gebühr (meist unter 100 Euro; zum Beispiel 70 Euro plus 19% Umsatzsteuer) für die Inbetriebnahme der Anlage verlangen.

Die meisten Anbieter von Photovoltaik-Anlagen sehen in ihren Geschäftsbedingungen vor, dass die Gesamtsumme nicht in einem Betrag bei Fertigstellung der Anlage zu zahlen ist, sondern dass bereits im Vorfeld Teilbeträge fällig werden, z.B. nach dem Aufbau der Unterkonstruktion, welche die eigentliche Anlage trägt, nach Lieferung der Module oder nach Lieferung des Wechselrichters.

Da die Anbieter von Photovoltaik-Anlagen umsatzsteuerpflichtig sind, werden nicht nur die 15.000 Euro in Rechnung gestellt, sondern auch noch - in Abhängigkeit des derzeit gültigen Umsatzsteuersatzes - 19% Umsatzsteuer, hier also 2.850 Euro. Der Käufer der Anlage muss also 17.850 Euro an den Verkäufer bezahlen. Diese 17.850 Euro stellen dann Auszahlungen zu Beginn des Lebenszyklus einer Anlage dar. In den Folgejahren entstehen jedoch keine weiteren Zahlungsverpflichtungen gegenüber dem Verkäufer der Anlage. Auf einem Photovoltaik-Geschäftskonto bei einer Bank fließen somit einmalig 17.850 Euro ab (Auszahlung über 17.850 Euro).

Trotz der Zahlung von 17.850 Euro ist der Käufer der Photovoltaik-Anlage aber (betriebswirtschaftlich gesehen) nicht ärmer als zuvor: Er hat zwar weniger Geld, dafür aber eine (gleichwertige) Photovoltaik-Anlage erhalten. Der Tausch Geld gegen Ware führt weder zu einem Wertzuwachs, noch zu einer Wertabnahme. Allerdings werden der Gebrauch und die Alterung der Photovoltaik-Anlage zu einer Wertminderung führen. Diese Wertminderung heißt in der betriebswirtschaftlichen Sprache **Aufwand**. Wie groß aber ist dieser Aufwand?

Sicherlich ist es nicht möglich, jährlich exakt zu bestimmen, um wie viel Euro die Anlage weniger Wert ist als noch ein Jahr zuvor. Stattdessen arbeitet man mit Annahmen bezüglich des jährlichen Wertverlustes einer Photovoltaik-Anlage. Diese Annahmen sehen üblicherweise vor, dass eine Photovoltaik-Anlage eine Lebensdauer von 20 Jahren hat und über die 20 Jahre jährlich gleich viel an Wert verliert, so dass nach 20 Jahren ein Restwert von null Euro verbleibt. Diese Vorgehensweise der Verteilung einer Investitionssumme über die erwartete Nutzungsdauer bzw. Lebensdauer nennt man in der betriebswirtschaftlichen Sprache **Abschreibung**. Ist der Abschreibungsbetrag (wie hier angenommen) in jedem Jahr gleich hoch, spricht man von einer linearen Abschreibung. Tatsächlich kann eine Photovoltaik-Anlage auch wesentlich länger als 20 Jahre genutzt werden. Derzeit geht man von tatsächlichen Lebensdauern zwischen 30 und 35 Jahren aus. Da eine Lebensdauer von 20 Jahren jedoch steuerlich anerkannt ist, soll nachfolgend auch dieser Zeitraum zu Grunde gelegt werden. Fraglich bleibt, ob die Anlage nach Installation tatsächlich zum errechneten Restwert verkauft werden könnte.

Die Höhe der jährlichen **linearen Abschreibung** beträgt im angegebenen Fall 750 Euro pro Jahr; d.h. es werden 15.000 Euro gleichmäßig auf 20 Jahre verteilt. Sollte das erste Nutzungsjahr nicht mit einem Kalenderjahr übereinstimmen, wird monatsgenau abgerechnet. Beispiel: Eine Anlage, die am 01.03.

eines Jahres in Betrieb genommen wird, erlebt in dem entsprechenden Kalenderjahr lediglich einen Wertverlust in Höhe des Betrages, der für zehn Monate anzusetzen ist; in unserem Beispiel sind das dann 625 Euro. Dafür endet der Lebenszyklus dann aber auch erst planmäßig an einem 28.02., so dass auch im letzten Nutzungsjahr noch einmal 125 Euro Wertverlust entstehen.

Die Berechnung des Wertverlustes/des Aufwands ist wichtig für die (steuerliche) **Gewinnermittlung** der Photovoltaik-Anlage. Über den Aufwand wird also die Erstinvestition von 15.000 Euro auf die Nutzungsjahre verteilt, so dass für die jährliche Gewinnrechnung der Photovoltaik-Anlage im Jahr der Installation nicht ein riesiger Verlust und dann in den Folgejahren ein hoher Gewinn ausgewiesen wird, sondern Gewinn bzw. Verlust werden gleichmäßiger über die Nutzungsjahre der Anlage verteilt. Möglicherweise wird man sich jetzt fragen, warum nur der Nettobetrag (ohne Umsatzsteuer) von 15.000 Euro und nicht der Bruttobetrag von 17.850 Euro (inklusive der Umsatzsteuer) auf die Nutzungsjahre verteilt wird. Diese Frage wird jedoch erst später beantwortet, wenn das Thema Umsatzsteuer näher betrachtet wird. An dieser Stelle genügt es zu wissen, dass für die Abschreibung lediglich der Nettorechnungsbetrag relevant ist.

#### **Im Ergebnis lässt sich zusammenfassen:**

Im Jahr 2010 gibt es zu Beginn **Auszahlungen** in Höhe von 17.850 Euro für den Kauf und die Installation der Anlage.

**Der Aufwand** aus der Installation der Photovoltaik-Anlage beträgt im ersten Nutzungsjahr, das als Rumpfgeschäftsjahr über 10 Monate geht, 625 Euro, danach 19 Jahre lang jeweils 750 Euro und im 21. Jahr, das als Rumpfgeschäftsjahr dann noch über die fehlenden 2 Monate geht, 125 Euro.

## **Finanzierungsaufwand**

Jeder Investor muss sich darüber Gedanken machen, wie er den Bau der Photovoltaik-Anlage finanzieren kann, d.h. wie er die notwendigen Gelder bereitstellt, um den Kauf und die Installation der Anlage zu bezahlen.

Verfügt der Investor über ausreichend eigene Mittel (**Eigenkapital**), hat er natürlich weit weniger Mühe, die Finanzierung der Anlage zu regeln. Unter Eigenkapital versteht man sämtliche Finanzpositionen, die sich im Eigentum des Investors befinden. Dazu gehören dann bspw. Sparguthaben, die der Investor auf einem Bankkonto (Girokonto oder Sparkonto) vorhält. Da der Investor selbständig über sein Eigenkapital verfügen kann, ist dies natürlich auch zur Finanzierung der Photovoltaik-Anlage einsetzbar. Zudem bietet es den Vorteil, dass für das Eigenkapital keine Zinsen gezahlt werden müssen. Allerdings verzichtet der Investor auf Zinseinnahmen, die er erzielen könnte, wenn er sein Sparguthaben nicht zur Finanzierung der Photovoltaik-Anlage einsetzen würde, sondern auf dem Geldmarkt/Finanzmarkt anlegen würde. Um einen fairen Vergleich zu ermöglichen, wird ein Zinssatz zu Grunde gelegt, den man für eine langfristige Geldanlage erhält, denn die Investition in eine Photovoltaik-Anlage bindet die Gelder

ebenfalls langfristig. Man spricht in diesem Zusammenhang von **kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen**. Wohlgemerkt, kalkulatorische Eigenkapitalzinsen führen nicht zu Auszahlungen, sie sind eine rein rechnerische Größe, um zu berücksichtigen, dass das Eigenkapital aufgrund seiner Verwendung keine anderweitigen Erträge bringt. Für die steuerliche Gewinnbetrachtung dürfen kalkulatorische Eigenkapitalzinsen jedoch nicht angesetzt werden.

In vielen Fällen wird ohnehin kein ausreichendes Eigenkapital zur Verfügung stehen, so dass sich der Investor das benötigte Kapital leihen muss. Kreditinstitute finanzieren Photovoltaik-Anlagen häufig bis zur vollen Nettoinvestitionssumme, ohne dass zusätzliche Sicherheiten zu stellen sind. Oft genügen der Nachweis der Installation der Anlage, die Vorlage der Rechnungen und eine Ertragsvorschau der Anlage. Die Aufnahme von Fremdkapital, z.B. einem Bankdarlehen, führt immer dazu, dass Kreditzinsen zu zahlen sind, die als Aufwand erfasst werden. Derzeit ist das Zinsniveau sehr niedrig, so dass viele Kreditnehmer bemüht sind, sich das Zinsniveau für einen großen Teil der Kreditlaufzeit zu sichern. Man spricht in diesem Zusammenhang von Zinsbindung. Typische Zinsbindungsdauern sind fünf bzw. zehn Jahre. Auch längere Laufzeiten sind häufig möglich. Nach Ablauf der Zinsbindungsdauer wird der dann noch vorhandene Restkredit zu dem dann gültigen Zinsniveau verzinst.

Neben den **Kreditzinsen** sind vom Darlehensnehmer regelmäßige **Tilgungsleistungen** zu erbringen. Zinsen und Tilgungsleistungen führen zu Auszahlungen. Nur in seltenen Fällen entscheiden sich die Darlehensnehmer für eine Rückzahlung des Kredits in einer Summe am Ende der Kreditlaufzeit. In diesem Fall sind vom Darlehensnehmer zwar keine laufenden Tilgungsleistungen zu erbringen, er muss jedoch den Kreditbetrag anderweitig ansparen, um an Ende der Kreditlaufzeit den Kreditbetrag aufbringen zu können. Die häufigste Kreditform bei einer Photovoltaik-Anlage ist der **Annuitätenkredit**. In diesem Fall ist die monatliche Belastung aus Zinsen und Tilgung konstant. In den ersten Monaten und Jahren ist der Zinsanteil recht hoch und der Tilgungsanteil recht niedrig, gegen Ende des Darlehens ist es dann umgekehrt.

Bei einer Kreditsumme von 15.000 Euro, einem Jahreszinssatz von 4% und einem anfänglichen Tilgungssatz von 6% führt ein Annuitätendarlehen zu einer Jahresbelastung von 1.500 Euro. In diesem Fall läuft der Kredit über knapp 13 Jahre, bis er vollständig bezahlt ist. Im Internet gibt es eine ganze Reihe kostenloser Tilgungsrechner, mit deren Hilfe der Zins- und der Tilgungsanteil in den einzelnen Jahren berechnet werden kann. Auch Banken stellen ihren Kunden entsprechende Berechnungen bei Abschluss eines Kreditvertrages zur Verfügung.

#### Beispielrechnung für eine Finanzierung

Darlehensbetrag	15.000 Euro
Auszahlungsdatum	01.03.2010
Häufigkeit der Ratenzahlung	monatlich
Dauer der Sollzinsbindung	gesamte Laufzeit
Gebundener Sollzins	4,00 % pro Jahr
Anfängliche Tilgung	6,00 % pro Jahr

Daraus ergibt sich die konstante Höhe der monatlichen Rate von: 125,00 Euro  
Gesamtlaufzeit des Darlehens 12 Jahre 10 Monate (bei konstantem Sollzins)

### Tilgungsplan (monatsgenau)

	Restschuld am Beginn	Rate	Zins	Tilgung	Restschuld am Ende
01.03.2010	15.000,00	125,00	50,00	75,00	31.03.2010 14.925,00
01.04.2010	14.925,00	125,00	49,75	75,25	30.04.2010 14.849,75
01.05.2010	14.849,75	125,00	49,50	75,50	31.05.2010 14.774,25
01.06.2010	14.774,25	125,00	49,25	75,75	30.06.2010 14.698,50
01.07.2010	14.698,50	125,00	49,00	76,00	31.07.2010 14.622,50
01.08.2010	14.622,50	125,00	48,74	76,26	31.08.2010 14.546,24
01.09.2010	14.546,24	125,00	48,49	76,51	30.09.2010 14.469,73
01.10.2010	14.469,73	125,00	48,23	76,77	31.10.2010 14.392,96
01.11.2010	14.392,96	125,00	47,98	77,02	30.11.2010 14.315,94
01.12.2010	14.315,94	125,00	47,72	77,28	31.12.2010 14.238,66
01.01.2011	14.238,66	125,00	47,46	77,54	31.01.2011 14.161,12
01.02.2011	14.161,12	125,00	47,20	77,80	28.02.2011 14.083,32
01.03.2011	14.083,32	125,00	46,94	78,06	31.03.2011 14.005,26
01.04.2011	14.005,26	125,00	46,68	78,32	30.04.2011 13.926,94
01.05.2011	13.926,94	125,00	46,42	78,58	31.05.2011 13.848,36
01.06.2011	13.848,36	125,00	46,16	78,84	30.06.2011 13.769,52
01.07.2011	13.769,52	125,00	45,90	79,10	31.07.2011 13.690,42
01.08.2011	13.690,42	125,00	45,63	79,37	31.08.2011 13.611,05
01.09.2011	13.611,05	125,00	45,37	79,63	30.09.2011 13.531,42
01.10.2011	13.531,42	125,00	45,10	79,90	31.10.2011 13.451,52
01.11.2011	13.451,52	125,00	44,84	80,16	30.11.2011 13.371,36
01.12.2011	13.371,36	125,00	44,57	80,43	31.12.2011 13.290,93
01.01.2012	13.290,93	125,00	44,30	80,70	31.01.2012 13.210,23
01.02.2012	13.210,23	125,00	44,03	80,97	29.02.2012 13.129,26
01.03.2012	13.129,26	125,00	43,76	81,24	31.03.2012 13.048,02
01.04.2012	13.048,02	125,00	43,49	81,51	30.04.2012 12.966,51
01.05.2012	12.966,51	125,00	43,22	81,78	31.05.2012 12.884,73
01.06.2012	12.884,73	125,00	42,95	82,05	30.06.2012 12.802,68
01.07.2012	12.802,68	125,00	42,68	82,32	31.07.2012 12.720,36
01.08.2012	12.720,36	125,00	42,40	82,60	31.08.2012 12.637,76
01.09.2012	12.637,76	125,00	42,13	82,87	30.09.2012 12.554,89
01.10.2012	12.554,89	125,00	41,85	83,15	31.10.2012 12.471,74
01.11.2012	12.471,74	125,00	41,57	83,43	30.11.2012 12.388,31
01.12.2012	12.388,31	125,00	41,29	83,71	31.12.2012 12.304,60
01.01.2013	12.304,60	125,00	41,02	83,98	31.01.2013 12.220,62

Restschuld am Beginn		Rate	Zins	Tilgung	Restschuld am Ende	
01.02.2013	12.220,62	125,00	40,74	84,26	28.02.2013	12.136,36
01.03.2013	12.136,36	125,00	40,45	84,55	31.03.2013	12.051,81
01.04.2013	12.051,81	125,00	40,17	84,83	30.04.2013	11.966,98
01.05.2013	11.966,98	125,00	39,89	85,11	31.05.2013	11.881,87
01.06.2013	11.881,87	125,00	39,61	85,39	30.06.2013	11.796,48
01.07.2013	11.796,48	125,00	39,32	85,68	31.07.2013	11.710,80
01.08.2013	11.710,80	125,00	39,04	85,96	31.08.2013	11.624,84
01.09.2013	11.624,84	125,00	38,75	86,25	30.09.2013	11.538,59
01.10.2013	11.538,59	125,00	38,46	86,54	31.10.2013	11.452,05
01.11.2013	11.452,05	125,00	38,17	86,83	30.11.2013	11.365,22
01.12.2013	11.365,22	125,00	37,88	87,12	31.12.2013	11.278,10
01.01.2014	11.278,10	125,00	37,59	87,41	31.01.2014	11.190,69
01.02.2014	11.190,69	125,00	37,30	87,70	28.02.2014	11.102,99
01.03.2014	11.102,99	125,00	37,01	87,99	31.03.2014	11.015,00
01.04.2014	11.015,00	125,00	36,72	88,28	30.04.2014	10.926,72
01.05.2014	10.926,72	125,00	36,42	88,58	31.05.2014	10.838,14
01.06.2014	10.838,14	125,00	36,13	88,87	30.06.2014	10.749,27
01.07.2014	10.749,27	125,00	35,83	89,17	31.07.2014	10.660,10
01.08.2014	10.660,10	125,00	35,53	89,47	31.08.2014	10.570,63
01.09.2014	10.570,63	125,00	35,24	89,76	30.09.2014	10.480,87
01.10.2014	10.480,87	125,00	34,94	90,06	31.10.2014	10.390,81
01.11.2014	10.390,81	125,00	34,64	90,36	30.11.2014	10.300,45
01.12.2014	10.300,45	125,00	34,33	90,67	31.12.2014	10.209,78
01.01.2015	10.209,78	125,00	34,03	90,97	31.01.2015	10.118,81
01.02.2015	10.118,81	125,00	33,73	91,27	28.02.2015	10.027,54
01.03.2015	10.027,54	125,00	33,43	91,57	31.03.2015	9.935,97
01.04.2015	9.935,97	125,00	33,12	91,88	30.04.2015	9.844,09
01.05.2015	9.844,09	125,00	32,81	92,19	31.05.2015	9.751,90
01.06.2015	9.751,90	125,00	32,51	92,49	30.06.2015	9.659,41
01.07.2015	9.659,41	125,00	32,20	92,80	31.07.2015	9.566,61
01.08.2015	9.566,61	125,00	31,89	93,11	31.08.2015	9.473,50
01.09.2015	9.473,50	125,00	31,58	93,42	30.09.2015	9.380,08
01.10.2015	9.380,08	125,00	31,27	93,73	31.10.2015	9.286,35
01.11.2015	9.286,35	125,00	30,95	94,05	30.11.2015	9.192,30
01.12.2015	9.192,30	125,00	30,64	94,36	31.12.2015	9.097,94
01.01.2016	9.097,94	125,00	30,33	94,67	31.01.2016	9.003,27
01.02.2016	9.003,27	125,00	30,01	94,99	29.02.2016	8.908,28
01.03.2016	8.908,28	125,00	29,69	95,31	31.03.2016	8.812,97
01.04.2016	8.812,97	125,00	29,38	95,62	30.04.2016	8.717,35
01.05.2016	8.717,35	125,00	29,06	95,94	31.05.2016	8.621,41

Restschuld am Beginn		Rate	Zins	Tilgung	Restschuld am Ende	
01.06.2016	8.621,41	125,00	28,74	96,26	30.06.2016	8.525,15
01.07.2016	8.525,15	125,00	28,42	96,58	31.07.2016	8.428,57
01.08.2016	8.428,57	125,00	28,10	96,90	31.08.2016	8.331,67
01.09.2016	8.331,67	125,00	27,77	97,23	30.09.2016	8.234,44
01.10.2016	8.234,44	125,00	27,45	97,55	31.10.2016	8.136,89
01.11.2016	8.136,89	125,00	27,12	97,88	30.11.2016	8.039,01
01.12.2016	8.039,01	125,00	26,80	98,20	31.12.2016	7.940,81
01.01.2017	7.940,81	125,00	26,47	98,53	31.01.2017	7.842,28
01.02.2017	7.842,28	125,00	26,14	98,86	28.02.2017	7.743,42
01.03.2017	7.743,42	125,00	25,81	99,19	31.03.2017	7.644,23
01.04.2017	7.644,23	125,00	25,48	99,52	30.04.2017	7.544,71
01.05.2017	7.544,71	125,00	25,15	99,85	31.05.2017	7.444,86
01.06.2017	7.444,86	125,00	24,82	100,18	30.06.2017	7.344,68
01.07.2017	7.344,68	125,00	24,48	100,52	31.07.2017	7.244,16
01.08.2017	7.244,16	125,00	24,15	100,85	31.08.2017	7.143,31
01.09.2017	7.143,31	125,00	23,81	101,19	30.09.2017	7.042,12
01.10.2017	7.042,12	125,00	23,47	101,53	31.10.2017	6.940,59
01.11.2017	6.940,59	125,00	23,14	101,86	30.11.2017	6.838,73
01.12.2017	6.838,73	125,00	22,80	102,20	31.12.2017	6.736,53
01.01.2018	6.736,53	125,00	22,46	102,54	31.01.2018	6.633,99
01.02.2018	6.633,99	125,00	22,11	102,89	28.02.2018	6.531,10
01.03.2018	6.531,10	125,00	21,77	103,23	31.03.2018	6.427,87
01.04.2018	6.427,87	125,00	21,43	103,57	30.04.2018	6.324,30
01.05.2018	6.324,30	125,00	21,08	103,92	31.05.2018	6.220,38
01.06.2018	6.220,38	125,00	20,73	104,27	30.06.2018	6.116,11
01.07.2018	6.116,11	125,00	20,39	104,61	31.07.2018	6.011,50
01.08.2018	6.011,50	125,00	20,04	104,96	31.08.2018	5.906,54
01.09.2018	5.906,54	125,00	19,69	105,31	30.09.2018	5.801,23
01.10.2018	5.801,23	125,00	19,34	105,66	31.10.2018	5.695,57
01.11.2018	5.695,57	125,00	18,99	106,01	30.11.2018	5.589,56
01.12.2018	5.589,56	125,00	18,63	106,37	31.12.2018	5.483,19
01.01.2019	5.483,19	125,00	18,28	106,72	31.01.2019	5.376,47
01.02.2019	5.376,47	125,00	17,92	107,08	28.02.2019	5.269,39
01.03.2019	5.269,39	125,00	17,56	107,44	31.03.2019	5.161,95
01.04.2019	5.161,95	125,00	17,21	107,79	30.04.2019	5.054,16
01.05.2019	5.054,16	125,00	16,85	108,15	31.05.2019	4.946,01
01.06.2019	4.946,01	125,00	16,49	108,51	30.06.2019	4.837,50
01.07.2019	4.837,50	125,00	16,12	108,88	31.07.2019	4.728,62
01.08.2019	4.728,62	125,00	15,76	109,24	31.08.2019	4.619,38
01.09.2019	4.619,38	125,00	15,40	109,60	30.09.2019	4.509,78

	Restschuld am Beginn	Rate	Zins	Tilgung		Restschuld am Ende
01.10.2019	4.509,78	125,00	15,03	109,97	31.10.2019	4.399,81
01.11.2019	4.399,81	125,00	14,67	110,33	30.11.2019	4.289,48
01.12.2019	4.289,48	125,00	14,30	110,70	31.12.2019	4.178,78
01.01.2020	4.178,78	125,00	13,93	111,07	31.01.2020	4.067,71
01.02.2020	4.067,71	125,00	13,56	111,44	29.02.2020	3.956,27
01.03.2020	3.956,27	125,00	13,19	111,81	31.03.2020	3.844,46
01.04.2020	3.844,46	125,00	12,81	112,19	30.04.2020	3.732,27
01.05.2020	3.732,27	125,00	12,44	112,56	31.05.2020	3.619,71
01.06.2020	3.619,71	125,00	12,07	112,93	30.06.2020	3.506,78
01.07.2020	3.506,78	125,00	11,69	113,31	31.07.2020	3.393,47
01.08.2020	3.393,47	125,00	11,31	113,69	31.08.2020	3.279,78
01.09.2020	3.279,78	125,00	10,93	114,07	30.09.2020	3.165,71
01.10.2020	3.165,71	125,00	10,55	114,45	31.10.2020	3.051,26
01.11.2020	3.051,26	125,00	10,17	114,83	30.11.2020	2.936,43
01.12.2020	2.936,43	125,00	9,79	115,21	31.12.2020	2.821,22
01.01.2021	2.821,22	125,00	9,40	115,60	31.01.2021	2.705,62
01.02.2021	2.705,62	125,00	9,02	115,98	28.02.2021	2.589,64
01.03.2021	2.589,64	125,00	8,63	116,37	31.03.2021	2.473,27
01.04.2021	2.473,27	125,00	8,24	116,76	30.04.2021	2.356,51
01.05.2021	2.356,51	125,00	7,86	117,14	31.05.2021	2.239,37
01.06.2021	2.239,37	125,00	7,46	117,54	30.06.2021	2.121,83
01.07.2021	2.121,83	125,00	7,07	117,93	31.07.2021	2.003,90
01.08.2021	2.003,90	125,00	6,68	118,32	31.08.2021	1.885,58
01.09.2021	1.885,58	125,00	6,29	118,71	30.09.2021	1.766,87
01.10.2021	1.766,87	125,00	5,89	119,11	31.10.2021	1.647,76
01.11.2021	1.647,76	125,00	5,49	119,51	30.11.2021	1.528,25
01.12.2021	1.528,25	125,00	5,09	119,91	31.12.2021	1.408,34
01.01.2022	1.408,34	125,00	4,69	120,31	31.01.2022	1.288,03
01.02.2022	1.288,03	125,00	4,29	120,71	28.02.2022	1.167,32
01.03.2022	1.167,32	125,00	3,89	121,11	31.03.2022	1.046,21
01.04.2022	1.046,21	125,00	3,49	121,51	30.04.2022	924,70
01.05.2022	924,70	125,00	3,08	121,92	31.05.2022	802,78
01.06.2022	802,78	125,00	2,68	122,32	30.06.2022	680,46
01.07.2022	680,46	125,00	2,27	122,73	31.07.2022	557,73
01.08.2022	557,73	125,00	1,86	123,14	31.08.2022	434,59
01.09.2022	434,59	125,00	1,45	123,55	30.09.2022	311,04
01.10.2022	311,04	125,00	1,04	123,96	31.10.2022	187,08
01.11.2022	187,08	125,00	0,62	124,38	30.11.2022	62,70
01.12.2022	Resttilgung	62,70			31.12.2022	0,00

Wenn Sie die interne Verzinsung der Photovoltaik-Anlage berechnen wollen, empfiehlt es sich, zwei Alternativrechnungen durchzuführen: Einerseits sollten Sie ausrechnen, wie viel Verzinsung möglich ist, wenn Sie die Anlage komplett mit Eigenkapital finanzieren können und keine Zinsen zahlen müssen.

Wenn Sie diese Rechnung ohne kalkulatorische Eigenkapitalzinsen durchführen, dann müssen Sie den Gesamtgewinn mit dem möglichen Gewinn einer Anlage der Investitionssumme am Kapitalmarkt vergleichen. Wenn Sie tatsächlich Geld leihen müssen, und der Zinssatz dafür unter dem von Ihnen errechneten Zinssatz liegt, dann rechnet sich die Anlage auch dann noch.

Andererseits können Sie auch die interne Verzinsung ausrechnen, wenn Sie im Falle einer (teilweisen) Fremdfinanzierung Zinsen zahlen müssen. Je höher diese Fremdkapitalzinsen sind und je länger die Tilgung des Darlehens dauert, umso mehr Geld geht Ihnen verloren.

#### Zusammenfassung:

Im zu Grunde gelegten Beispiel gibt es 12 Jahre und 9 Monate lang monatliche Auszahlungen über 125 Euro und eine Abschlusszahlung in Höhe von 62,70 Euro nach 12 Jahren und 10 Monaten.

Der monatliche Zinsaufwand beginnt bei 50 Euro und reduziert sich von Monat zum Monat bis auf 0 Euro nach 12 Jahren und 10 Monaten. Dann ist der Kredit komplett zurückgezahlt. Die Tilgungsleistungen stellen keinen betriebswirtschaftlichen Aufwand dar, da sie keinen Werteverzehr hervorrufen; durch Tilgungsleistungen wird lediglich Fremdkapital zurückgezahlt.

## Auszahlungen und Aufwand der Inbetriebnahme

Hat der Anlagenbauer die Photovoltaik-Anlage fertig gestellt, so muss sie noch durch den regionalen Energieversorger abgenommen und in Betrieb genommen werden. Dafür verlangt der Energieversorger eine Pauschale, die er dem Anlagenbetreiber in Rechnung stellt. Meist liegt der Betrag, der im Startjahr somit zu einer Auszahlung und zu Aufwand führt, deutlich unter 100 Euro, oftmals bei etwa 70 Euro netto (plus 13,30 Euro Umsatzsteuer).

## Auszahlungen und Aufwand Zählermiete

Der regionale Energieversorger stellt dem Anlagenbetreiber einen Zähler zur Verfügung, der den Strom misst, der vom Anlagenbetreiber ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Der Zähler bleibt dabei im Eigentum des Energieversorgers, der ihn lediglich an den Photovoltaik-Anlagenbetreiber vermietet. Gegebenenfalls wird ein zweiter Zähler benötigt, der den Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms misst. Die Zählermiete beträgt oft nur wenige Euro pro Jahr, im Beispiel seien es 10 Euro (plus 1,90 Euro Umsatzsteuer), die jährlich zu Auszahlungen (11,90 Euro) und Aufwand (10 Euro) führen.

## Versicherungsaufwand

Grundsätzlich gibt es zwei Versicherungstypen, die für die Betreiber von Photovoltaik-Anlagen relevant sind:

Mit einer **Betreiber-Haftpflichtversicherung** sichert sich der Anlagenbetreiber finanziell ab, falls durch den Betrieb der eigenen Anlage Dritten ein Schaden zu gefügt wird. Dies ist zwar äußerst unwahrscheinlich, aber dadurch sind auch die Versicherungsbeiträge relativ niedrig.

Mit einer **Photovoltaik-Sachversicherung** wird die Anlage gegen wetterbedingte Schäden (z.B. durch Blitz- oder Hageleinschläge) und gegen Ausfälle versichert. Wetterbedingte Schäden können zu notwendigen Reparaturen führen. Zudem produziert die Anlage dann häufig keinen oder nur wenig Strom, so dass die Erträge ausbleiben. Versicherbare Schäden sind z.B. Überspannungsschäden, Brand, Blitzschlag oder Explosion, Diebstahl oder höhere Gewalt. Die Sachversicherung kann auch mit der Wohngebäudeversicherung kombiniert werden, wobei sich die Leistungen der Versicherungen meist deutlich unterscheiden. Betreiber-Haftpflicht- und Photovoltaik-Sachversicherung können häufig schon für zusammen 120 Euro pro Jahr (plus Umsatzsteuer von 22,80 Euro) abgeschlossen werden.

Im Beispiel führen die abgeschlossenen Versicherungen zu jährlichen Auszahlungen von 142,80 Euro und jährlichem Aufwand von 120 Euro.

## Auszahlungen und Aufwand für Wartung und Reparatur

Grundsätzlich sind Photovoltaik-Anlagen wartungsarm. Unter Wartung werden sämtliche Maßnahmen zusammengefasst, welche die Betriebsbereitschaft der Anlage sichern sollen, ohne dass eine konkrete Reparatur aufgrund eines bestehenden Schadens notwendig ist. So können Sie bspw. das Motoröl in einem Auto nach einer gewissen Laufleistung des Autos austauschen, obwohl das Öl noch seinen Zweck erfüllt. Da Sie aber erwarten, dass das Motoröl demnächst sein Nutzungsende erreichen wird und Sie nicht eines Tages das Problem haben wollen, dass der Motor Ihres Autos aufgrund mangelhafter Ölversorgung ausgetauscht werden muss, ersetzen Sie das Motoröl schon einmal vorsorglich nach einer bestimmten Laufleistung oder Zeit.

Die Wartung von Photovoltaik-Anlagen kann sich auf die Beseitigung von Schnee beziehen, der im Winter auf den Modulen lagern kann und so die Stromproduktion verhindert. Weitere Reinigungen der Module sind in unseren Breitengraden in der Regel nicht nötig, da es ausreichend häufig regnet, so dass die Module immer wieder gereinigt werden. Darüber hinaus ist es sehr unwahrscheinlich, dass ein Anlagenbetreiber regelmäßig eine Prüfung der einzelnen Module durchführen lässt, solange die Anlage angemessene Stromerträge erwirtschaftet.

Die Hersteller der Module geben in der Regel die Garantie, dass die Anlage selbst nach 20 Nutzungsjahren noch mindestens 80% ihrer ursprünglichen Leistungsfähigkeit besitzt. Grundsätzlich ist also nicht zu

erwarten, dass die Module während der ersten 20 Jahre defekt werden. Dagegen weisen Wechselrichter, die den Gleichstrom in Wechselstrom wandeln, eine größere Anfälligkeit auf. Insbesondere sind sie kälte- und wärmeempfindlich, d.h. die Raumtemperatur sollte nicht unter 10 Grad Celsius liegen, sie sollte aber nach Möglichkeit auch 25 Grad nicht übersteigen. Wird der Wechselrichter in Dachgiebeln angebracht, die schlecht wärmegeämmt sind, steht meist schon nach fünf bis zehn Jahren die erste Reparatur an. Sind Wechselrichter dagegen in kühlen Kellerräumen aufgehängt, wird eine erste Reparatur erst nach zehn bis 15 Jahren erwartet. Derzeit sind die Reparaturen von Wechselrichtern noch sehr kostenintensiv, d.h., es ist mit einer Ausgabe von durchaus 1.000 Euro zu rechnen. Wie das in fünf bis zehn Jahren sein wird, kann heute aber niemand genau sagen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Kosten eher sinken werden. Auf jeden Fall lassen sich Reparaturausgaben nicht planen; es können lediglich Rücklagen gebildet werden, aus denen eventuell anfallende Reparaturkosten dann bezahlt werden können.

Im Beispiel könnte nach zehn Jahren ein Reparaturaufwand von 1.000 Euro eingeplant werden, der dann zu einer Auszahlung von 1.190 Euro führen wird (vorausgesetzt, der Umsatzsteuersatz liegt dann noch bei 19%).

## Steuerberatungsaufwand

Möglicherweise sind Sie (beim ersten Mal) nicht in der Lage, Ihre jährliche Steuererklärung um die Positionen der Einkünfte aus der Photovoltaik-Anlage zu ergänzen. In diesem Fall müssen Sie einen Steuerberater kontaktieren, wofür zusätzliche Kosten anfallen. Zudem müssen Sie in der Regel in den ersten beiden Jahren monatlich, danach jährlich eine Umsatzsteuervoranmeldung und -erklärung abgeben. Auch diese müssen Sie sich ggf. von einem Steuerberater erstellen lassen, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Aber eigentlich ist das Ausfüllen dieser Formulare nicht sehr schwierig, so dass Sie mit ein wenig Zeitaufwand in der Lage sein sollten, die Erklärungen selbständig abzugeben. Sollten Sie jedoch ohnehin einen Steuerberater kontaktieren, um Ihnen bei Ihrer Einkommensteuererklärung behilflich zu sein, werden Sie auch die Abrechnung der Photovoltaik-Anlage an Ihren Steuerberater übertragen.

Im Beispiel soll davon ausgegangen werden, dass kein zusätzlicher Aufwand für den Steuerberater entsteht, sondern dass der Anlagenbetreiber die steuerlichen Dokumente selbst ausfüllt.

## Einkommensteuer

Häufig „vergessen“ die Anbieter von Photovoltaik-Anlagen in ihren Kalkulationen, dass die Anlagenbetreiber ihren Solargewinn versteuern müssen. Auch bei fast allen Wirtschaftlichkeitsrechnern im Internet fehlt diese Position, obwohl sie gerade die Liquidität des Anlagenbetreibers massiv beeinflusst. Mit der Solaranlage werden Einkünfte aus selbständiger Arbeit erzielt, die der **Einkommensteuer** (und dem Solidaritätszuschlag) unterliegen. Dazu muss einerseits der Jahresgewinn im Sinne des Steuerrechts ermittelt werden, andererseits muss dieser Gewinn zu den sonstigen Einkunftsarten hinzugezählt und dann versteuert werden. Je nach Höhe der sonstigen Einkünfte sind somit auch die Einkommensteuer-

ern (und der Solidaritätszuschlag) auf den Solarertrag unterschiedlich hoch: Besserverdienende zahlen mehr Steuern als weniger gut Verdienende.

Die konkrete Höhe der zu zahlenden Steuer hängt also auch von den persönlichen Verhältnissen des Anlagenbetreibers ab; ggf. ist auch noch Kirchensteuer auf die Erträge der Solaranlage zu zahlen. Bedenken Sie auch, dass Sie zur Berechnung der Steuern nicht den Durchschnittssteuersatz, sondern den Grenzsteuersatz anwenden müssen.

Die Einkommensteuer auf die Gewinne aus Ihrer Photovoltaik-Anlage wird erstmals im Jahr nach der ersten Gewinnerzielung fällig. Dann kann es sein, dass Sie aber jährliche Vorauszahlungen auf den zu erwartenden Gewinn zahlen müssen, die mit Ihrer jährlichen Einkommensteuererklärung verrechnet werden.

#### Beispiel:

Angenommen, Sie erzielen einen Jahreslohn von 30.000 Euro, für den Sie dann 4.165 Euro Einkommensteuer, 229,08 Euro Solidaritätszuschlag und bis zu 375,85 Euro Kirchensteuer zahlen müssen. Wenn Sie nun zusätzlich noch 500 Euro steuerlichen Gewinn aus Ihrer Photovoltaik-Anlage erzielen sollten, erhöht sich Ihre Steuerlast auf 4.293 Euro Einkommensteuer (um 128 Euro), Ihr Solidaritätszuschlag auf 236,12 Euro (plus 7,04 Euro) und die Kirchensteuer auf bis zu 386,37 Euro (plus 10,51 Euro). Die Steuerlast steigt also in diesem Fall um insgesamt 145,55 Euro und damit um rund 29% des Gewinns aus der Photovoltaik-Anlage, obwohl der Durchschnittssteuersatz unter 17% liegt.

## 8.3 Einzahlungen und Erträge aus der Stromerzeugung

### Aufgabenstellungen:

Lesen Sie den Arbeitstext sorgfältig durch und bilden Sie kleine Arbeitsgruppen!

LEGEN SIE DAS KONKRETE ANGEBOT FÜR DIE ERRICHTUNG EINER PHOTOVOLTAIKANLAGE ZU GRUNDE!

1. Informieren Sie sich (z.B. im Internet) über den derzeit gültigen Vergütungssatz für in das Netz eingespeisten Strom und für selbst verbrauchten Strom!
2. Errechnen Sie, ab welchem Strompreis, den Sie bei Strombezug zu zahlen hätten, sich der Selbstverbrauch lohnt! Berücksichtigen Sie dabei unbedingt den Aspekt der Umsatzsteuer!
3. Diskutieren Sie in der Klasse: Wie müssen Sie Ihre Verbrauchsgewohnheiten ändern, um

möglichst viel selbst erzeugten Strom nutzen zu können und möglichst wenig anderen Strom zukaufen zu müssen? Wie realistisch ist das?

4. Recherchieren Sie: Warum werden die Vergütungssätze jährlich abgesenkt? Nehmen Sie dazu Stellung (persönliche Meinung)!
5. Bestimmen Sie den zu erwartenden jährlichen Ertrag Ihrer Photovoltaik-Anlage in Kilowattstunden und in Euro (netto und brutto) für die steuerlich relevante Laufzeit Ihrer Photovoltaik-Anlage und stellen Sie Ihre Ergebnisse in einer Tabelle zusammen! Berücksichtigen Sie dabei, dass die Ertragskraft der Anlage im Laufe der Nutzungsdauer abnimmt!

### Arbeitstext:

Der Strom, den Sie mit Ihrer Photovoltaik-Anlage erzeugen, wird Ihnen vergütet. Strom, den Sie nicht selbst nutzen, sondern ins öffentliche Netz einspeisen, wird Ihnen (deutlich) höher vergütet als Strom, den Sie selbst nutzen. Sie erhalten aber tatsächlich auch eine Vergütung für den selbsterzeugten Strom, den Sie verbrauchen, so dass Sie dort nicht nur den Stromeinkauf sparen!

Die **Vergütungssätze** werden zwar jährlich reduziert; der Vergütungssatz, den Sie bei Inbetriebnahme erhalten, ist Ihnen dann aber **für die nächsten 20 Jahre (plus dem Jahr der Inbetriebnahme) sicher**. Das heißt, die Höhe der Vergütung richtet sich nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Haben Sie beispielsweise Ihre Anlage am 01.03.2010 in Betrieb genommen, dann erhalten Sie auch bspw. im Jahr 2017 den Vergütungssatz pro Kilowattstunde, der am 01.03.2010 gegolten hat (39,14 Cent pro kWh plus Umsatzsteuer).

Nach Ablauf der 20 Jahre (plus dem Jahr der Inbetriebnahme) muss Ihr regionaler Energieversorger auch weiterhin Ihren Strom abnehmen; er muss Ihnen dann einen angemessenen Preis bezahlen, der jedoch nicht festgelegt ist.

Selbstverständlich produzieren Sie im Sommerhalbjahr mit Ihrer Anlage wesentlich mehr Strom als im Winterhalbjahr. Wenn man eine monatsgenaue Abrechnung wünschen würde, müsste man dann jeden Monat den Zählerstand ablesen, um zu sehen, wie viel Strom gerade produziert wurde. Dieser Aufwand ist entschieden zu hoch, so dass stattdessen Ihr regionaler Energieversorger Ihnen elfmal pro Jahr einen **konstanten monatlichen Abschlag** überweist, und lediglich der zwölfte Monat aus einer Ausgleichszahlung besteht, so dass Sie pro Jahr die Ihnen zustehende Summe erhalten. Damit zahlt Ihnen Ihr Energieversorger in den Wintermonaten tendenziell zu viel, in den Sommermonaten dagegen zu wenig; über das Jahr hinweg dann aber den korrekten Preis.

Wenn die Anlage eine sehr gute Ausrichtung (in Richtung Süden) hat, ihre Wirkung nicht durch den Schatten von Bäumen oder anderer Häuser beeinträchtigt wird, und die Dachneigung des Hauses nicht

zu stark vom Optimum (30 Grad) abweicht, lassen sich im Saarland durchaus bis zu 1.000 kWh Strom pro Kilowattpeak erzeugen. Im Laufe der Zeit nimmt jedoch die Ertragskraft der Anlage geringfügig ab. Die jährliche Reduktion wurde wissenschaftlich mit weniger als 0,5% berechnet. Die Hersteller der Solarmodule geben häufig die Garantie, dass die Anlage selbst nach 25 Jahren noch mindestens 80% der Ursprungsleistung bringt.

Für das Beispiel wird ein Ausgangsjahresertrag (ab dem 2. Jahr) von 940 Kilowattstunden pro Kilowattpeak unterstellt; da im Startjahr die Monate Januar und Februar fehlen, werden für das Startjahr nur 850 Kilowattstunden pro Kilowattpeak gerechnet. Ab dem 3. Jahr soll die jährliche Ertragskraft um 0,4% sinken. Der Strom soll vollständig in das Stromnetz eingespeist werden. Damit ergeben sich dann folgende Ertragsdaten in Kilowattstunden und in Euro bei einer 5-Kilowattpeak-Anlage und einer angenommenen Vergütung von 39,14 Cent pro Kilowattstunde, wie sie zum 01.03.2010 gültig war:

Jahr	Stromertrag in kWh	Nettovergütung in Euro	Bruttovergütung in Euro
2010	4250	1.663,45	1.979,51
2011	4700	1.839,58	2.189,10
2012	4681	1.832,14	2.180,25
2013	4662	1.824,71	2.171,40
2014	4644	1.817,66	2.163,02
2015	4625	1.810,23	2.154,17
2016	4607	1.803,18	2.145,84
2017	4588	1.795,74	2.136,93
2018	4570	1.788,70	2.128,55
2019	4552	1.781,65	2.120,16
2020	4533	1.774,22	2.111,32
2021	4515	1.767,17	2.102,93
2022	4497	1.760,13	2.094,55
2023	4479	1.753,08	2.086,17
2024	4461	1.746,04	2.077,79
2025	4444	1.739,38	2.069,86
2026	4426	1.732,34	2.061,48
2027	4408	1.725,29	2.053,10
2028	4390	1.718,25	2.044,72
2029	4373	1.711,59	2.036,79
2030	4355	1.704,55	2.028,41

## Einzahlungen aus gezahlter Umsatzsteuer

Grundsätzlich gelten die meisten Photovoltaik-Anlagenbetreiber als Kleingewerbetreibende, da sie einen Jahresumsatz erwirtschaften, der deutlich unter dem Grenzwert von 17.500 Euro pro Jahr für Gewerbetreibende liegt. Als Kleingewerbetreibende muss man keine Umsatzsteuer in Rechnung stellen und deshalb auch keine Umsatzsteuererklärung abgeben. Allerdings dürfen auch Kleingewerbetreibende sich für eine Umsatzsteuerpflicht entscheiden. Und dies macht für Photovoltaik-Anlagenbetreiber Sinn, denn:

Entscheiden Sie sich für die Umsatzsteuerpflicht, so müssen Sie Ihre Stromverkäufe mit Umsatzsteuer abrechnen. Das bedeutet, dass Sie Ihrem regionalen Energieversorger Ihre Stromlieferungen mit Umsatzsteuer in Rechnung stellen. Der Umsatzsteuersatz beträgt im Jahr 2010 hierfür 19%. Sie erhalten damit vom Energieversorger nicht nur den Vergütungssatz pro Kilowattstunde Strom, sondern zusätzlich auch noch 19% Umsatzsteuer darauf. Diese Umsatzsteuer dürfen Sie aber nicht behalten, sondern Sie müssen sie an das Finanzamt abführen. Dazu müssen Sie eine **Umsatzsteuervoranmeldung** und schließlich eine Umsatzsteuererklärung beim Finanzamt abgeben. Dies ist sicherlich ein Mehraufwand. Woraus ergibt sich also der Vorteil?

Wer umsatzsteuerpflichtig ist, darf die Umsatzsteuer, die er selber zahlt, mit der einbehaltenen Umsatzsteuer verrechnen und überweist dann nur den Differenzbetrag an das Finanzamt oder bekommt sogar Überzahlungen zurück. Wer nicht umsatzsteuerpflichtig ist, hat diese Möglichkeit nicht! Dies bedeutet im konkreten Beispiel der Anlage, die einen Nettopreis von 15.000 Euro hat, worauf 2.850 Euro Umsatzsteuer zu entrichten waren: Wenn Sie nicht umsatzsteuerpflichtig sind, müssen Sie die 2.850 Euro selbst bezahlen. Wenn Sie dagegen umsatzsteuerpflichtig sind, können Sie die 2.850 Euro gezahlte Umsatzsteuer (man spricht von **Vorsteuer**) mit den selbst eingenommenen Umsatzsteuerbeträgen verrechnen, so dass Sie die gezahlte Umsatzsteuer vom Finanzamt wieder zurück bekommen! Dadurch wird Ihre Photovoltaik-Anlage um den Umsatzsteuerbetrag preiswerter. Natürlich können Sie auch andere Umsatzsteuerbeträge, die im Zusammenhang mit dem Betrieb Ihrer Anlage anfallen, geltend machen. Umsatzsteuer zahlen Sie bspw. auf Versicherungen.

Bedenken Sie aber, dass Sie die Umsatzsteuer Ihrer Anlage erst dann zurückerhalten, wenn Sie Ihre Anlage beim Finanzamt angemeldet und Ihre erste Umsatzsteuervoranmeldung abgegeben haben.

## 8.4 Abschlussaufgaben

1. Stellen Sie die jährlichen Erträge den jährlichen Aufwendungen gegenüber und berechnen Sie den (steuerlichen) Jahresgewinn bzw. Jahresverlust! Führen Sie diese Rechnung einmal für die Situation durch, dass Sie die Anlage komplett mit Eigenkapital finanzieren und einmal dafür, dass Sie die Anlage komplett fremd finanzieren! Berechnen Sie auf Basis des von Ihnen bestimmten Gewinns die jährliche Steuerlast (Einkommensteuer, Kirchensteuer, Solidaritätszuschlag), wenn Sie davon ausgehen müssen, dass der Steuersatz für den Photovoltaik-Gewinn 35% beträgt!
2. Vergleichen Sie den Nettogewinn nach Steuern bei kompletter Eigenfinanzierung und kompletter Fremdfinanzierung! Einmal angenommen, Sie würden über genügend Eigenkapital verfügen, sich aber dennoch für eine komplette Fremdfinanzierung der Anlage entscheiden. Wann macht diese Entscheidung Sinn?
3. Informieren Sie sich bei einer Bank über die Zins- und Gebührenmodalitäten bzgl. des Ausgleichs von Liquiditätsdefiziten bzw. der Verzinsung von Liquiditätsüberschüssen! Wie ändert sich dadurch die Rentabilität der Photovoltaik-Anlage?
4. Stellen Sie die jährlichen Auszahlungen den jährlichen Einzahlungen gegenüber und berechnen Sie den jährlichen Liquiditätsüberschuss bzw. das jährliche Liquiditätsdefizit! Führen Sie diese Rechnungen sowohl für den Fall kompletter Eigenfinanzierung als auch für den Fall vollständiger Fremdfinanzierung durch! Gehen Sie dabei davon aus, dass Sie Liquiditätsdefizite zinslos beheben können und Liquiditätsüberschüsse auch nicht verzinsen können!
5. Berechnen Sie die jährliche Höhe der Stromkosten pro Kilowattstunde, die Sie mit der geplanten Photovoltaik-Anlage erreichen können! Wie entwickeln sich die Kosten tendenziell von Jahr zu Jahr?
6. Berechnen Sie, wie sich die Rentabilität der Anlage ändert, wenn die Anlage nach Ablauf der theoretischen Nutzungsdauer von 20 Jahren noch weitere fünf Jahre nutzbar ist (jährlicher Ertragsrückgang 0,4%), Sie nach 20 Jahren exakt die gleiche Vergütung je Kilowattstunde bekommen, wie die Jahre zuvor und Sie die Anlage schließlich ohne Kosten stilllegen können!

## 9

## Aufbereitung und Fertigstellung der Broschüre

Mit der Aufbereitung und Fertigstellung der Broschüre sollen die Teilnehmer und Teilnehmerinnen die Gelegenheit erhalten, ihr angeeignetes Wissen anschaulich und öffentlich zu präsentieren, indem sie ein eigenes gemeinsames Produkt selbständig schaffen. Zudem bildet dieser Teil den öffentlichkeitswirksamen Abschluss des Jahresprogramms.

### Aufgabenstellungen:

Zunächst sind die Teilnehmer und Teilnehmerinnen auf mehrere Gruppen zu verteilen. Jede Gruppe übernimmt bestimmte Aufgaben im Rahmen der Aufbereitung und Fertigstellung der Broschüre zum Thema Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage.

## Unterrichtsablauf

### UE 1-2: Inhaltliches Konzept der Broschüre

Die Gruppen erarbeiten jeweils getrennt voneinander ein Konzept zum Aufbau der Broschüre und wählen die Inhalte aus, die in die Broschüre aufgenommen werden sollen. Die Gruppen erledigen diese Aufgabe **selbständig und unabhängig** voneinander. Liegen alle Gruppenkonzepte vor, so stellen die Gruppen den anderen Gruppen ihr Konzept vor. Danach wird gemeinsam das Konzept ausgewählt, das auch tatsächlich umgesetzt werden soll.

### UE 3-6: Layout und Druck einer Broschüre sowie Akquise von Sponsoren

Die Teilnehmer und Teilnehmerinnen werden auf eine Layout-Gruppe (LG), eine Druck-Gruppe (DG) und eine oder mehrere **Sponsoren-Gruppen (SG)** verteilt.

**UE 3-4:** Die Layout-Gruppe erarbeitet ein Layout für die Broschüre und stellt im Anschluss ihren Layout-Vorschlag den anderen Teilnehmern und Teilnehmerinnen vor. Danach wird der Layout-Vorschlag unter Berücksichtigung der Anmerkungen der anderen Teilnehmer und Teilnehmerinnen umgesetzt.

- Die Druck-Gruppe informiert sich (zeitlich parallel zur Arbeit der Layout-Gruppe) über Möglichkeiten und Kosten, die Broschüre drucken zu lassen und holt entsprechende Angebote ein. Die Angebote werden verglichen und ein Angebot wird ausgewählt.
- Die Teilnehmer und Teilnehmerinnen der Sponsorengruppe(n) werben (zeitlich parallel zur Arbeit der anderen Gruppen) Gelder ein, um die Finanzierung des Drucks sicher zu stellen.

**UE 5-6:** Es werden gemeinsam die abschließenden Aufgaben erledigt, um eine druckfähige Datei mit der fertigen Broschüre an die ausgewählte Druckerei übergeben zu können.

#### **UE 7-8: Präsentation der Broschüre**

Die Teilnehmer und Teilnehmerinnen präsentieren ihre Broschüre im Kurs oder im Rahmen einer eigenen (ggf. öffentlichen) Veranstaltung und beschließen damit das Projekt.

## Literaturverzeichnis

<sup>1</sup> Madauss, Bernd J.: Handbuchprojektmanagement: mit Handlungsanleitung für Industriebetriebe, Unternehmensberater und Behörden, 6., überarb. und erw. Auflage, Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2000, zitiert nach [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf 17.11.2010

<sup>2</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>3</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>4</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>5</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>6</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>7</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>8</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>9</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>10</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>11</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>12</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>13</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: Projektplanung, Abruf vom 17.11.2010.

<sup>14</sup> Seltmann, T.: Photovoltaik: Strom ohne Ende, 4. Auflage, 2009, Solarpraxis AG, Berlin, S. 11.

<sup>15</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 7.

<sup>16</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik - Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 5.

<sup>17</sup> Vgl. Bundesverband Solarwirtschaft: <http://www.solarwirtschaft.de/medienvetreter/marktdaten.html>, vom 4.6.2010.

<sup>18</sup> Vgl. Molitor, P.: Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden, 2009, Diplomica Verlag GmbH, S. 31-33.

<sup>19</sup> Vgl. Molitor, P.: Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden, 2009, Diplomica Verlag GmbH, S. 31-33.

<sup>20</sup> Vgl. Molitor, P.: Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden, 2009, Diplomica Verlag GmbH, S. 31-33.

<sup>21</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 46.

<sup>22</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 9.

<sup>23</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 47.

<sup>24</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 9.

<sup>25</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 11.

<sup>26</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 12.

<sup>27</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 48.

<sup>28</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 48.

<sup>29</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 48.

<sup>30</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 48.

<sup>31</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 13.

<sup>32</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 49.

<sup>33</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 49.

<sup>34</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 49.

<sup>35</sup> Seltmann, T.: Photovoltaik: Strom ohne Ende, 4. Auflage, 2009, Solarpraxis AG, Berlin, S. 30.

<sup>36</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 52.

<sup>37</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 53-54.

- <sup>38</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH S. 53-54.
- <sup>39</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH S. 53-54.
- <sup>40</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 21.
- <sup>41</sup> „Eine Dotierung oder das Dotieren (von lat. dotare „ausstatten“) bezeichnet in der Halbleitertechnik das Einbringen von Fremdatomen in eine Schicht oder ins Grundmaterial eines integrierten Schaltkreises. Die dabei eingebrachten Mengen sind in der Regel sehr gering (zwischen 0,1 ppb und 100 ppm). Die Fremdatome sind Störstellen im Halbleitermaterial und verändern gezielt die Eigenschaften des Ausgangsmaterials, meistens die Leitfähigkeit oder die Kristallstruktur.“ (Quelle: Wikipedia, Abruf am 22.11.2010).
- <sup>42</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 14.
- <sup>43</sup> <http://www.solar-pur.de/bilder/aufbau.jpg>
- <sup>44</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 15.
- <sup>45</sup> Fast wörtlich zitiert nach: <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB110-04.htm> vom 14.6.2010.
- <sup>46</sup> Fast wörtlich zitiert nach: <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB110-04.htm> vom 14.6.2010.
- <sup>47</sup> Fast wörtlich zitiert nach: <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB110-04.htm> vom 14.6.2010.
- <sup>48</sup> Fast wörtlich zitiert nach: <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB110-04.htm> vom 14.6.2010.
- <sup>49</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Solar Energy XXXL\_16659552-Andyworks
- <sup>50</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 56.
- <sup>51</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 56.
- <sup>52</sup> [www.photocase.de](http://www.photocase.de) - Sonnenenergie Teil 1\_Idea196570-daniel.schoenen
- <sup>53</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 56.
- <sup>54</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 56.
- <sup>55</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Flat-plate solar collector\_939788-Aleksander
- <sup>56</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 57.
- <sup>57</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 57.
- <sup>58</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Solar Mirror Penals\_11513984-paulrommer
- <sup>59</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 57.
- <sup>60</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Your new clean business!\_3209379-image\_of\_life
- <sup>61</sup> Impfkristalle sind so genannte kleine Einkristalle, die als Ausgangskristall für die Züchtung größerer Kristalle eingesetzt werden. Vgl. <http://de.wikipedia.org/wiki/Impfkristall> vom 17.11.2010.
- <sup>62</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 58.
- <sup>63</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 58.
- <sup>64</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Solar Penals\_16554531-winhorse
- <sup>65</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 58.
- <sup>66</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Solar Penal, textured effect\_14542662-Ary6
- <sup>67</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 59.
- <sup>68</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 59.
- <sup>69</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Solar Penal\_textured effect\_14542662-Ary6
- <sup>70</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 59.
- <sup>71</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 59.
- <sup>72</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Solar Penal\_13131483-Floortje
- <sup>73</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 60.
- <sup>74</sup> [www.istockphoto.de](http://www.istockphoto.de) - Photovoltaik\_16511236-guenterguni
- <sup>75</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 60.
- <sup>76</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 28.
- <sup>77</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 28.
- <sup>78</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 26.
- <sup>79</sup> [http://www.pv-ertrag.com/bilder/module/aufbau\\_solarzelle.jpg](http://www.pv-ertrag.com/bilder/module/aufbau_solarzelle.jpg), Abruf vom 22.11.2010.
- <sup>80</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 29.
- <sup>81</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 29f.
- <sup>82</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 30.
- <sup>83</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 80.
- <sup>84</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 84.
- <sup>85</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 81.
- <sup>86</sup> Vgl. Jehle, C. (Hrsg.): Photovoltaik - Strom aus der Sonne, 1994, C.F. Müller Verlag GmbH, S. 183.
- <sup>87</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 36.
- <sup>88</sup> Vgl. Jehle, C. (Hrsg.): Photovoltaik - Strom aus der Sonne, 1994, C.F. Müller Verlag GmbH, S. 129.
- <sup>89</sup> <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/de/7/73/Bleiakku.png>
- <sup>90</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 38f.
- <sup>91</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 38f.
- <sup>92</sup> Vgl. Europäisches Parlament, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?language=DE&type=IMPRESS&reference=20060628BRI09328&secondRef=ITEM-003-DE>, Zugriff: 27.05.2010
- <sup>93</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 39.
- <sup>94</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 40.
- <sup>95</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 40.
- <sup>96</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 40.
- <sup>97</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 55.
- <sup>98</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 41.
- <sup>99</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 41.
- <sup>100</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 41.
- <sup>101</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 42.
- <sup>102</sup> <http://www.solarserver.de/uploads/pics/gridpower.gif>
- <sup>103</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 57.
- <sup>104</sup> <http://www.ing-büro-junge.de/assets/images/Varianten-Wechselrichter-Verschaltung.jpg>
- <sup>105</sup> Vgl. Molitor, P.: Der Photovoltaik Anlagen Projektleitfaden, 2009, Diplomica Verlag GmbH, S. 168.
- <sup>106</sup> [http://www.htw-aalen.de/dynamic/img/content/studium/e/Solarwechselrichter\\_1.jpg](http://www.htw-aalen.de/dynamic/img/content/studium/e/Solarwechselrichter_1.jpg)
- <sup>107</sup> Vgl. Heuck, K./Dettmann, K.-D./Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 2007, Vieweg+Teubner Verlag, S. 51.
- <sup>108</sup> Vgl. Heuck, K./Dettmann, K.-D./Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 2007, Vieweg+Teubner Verlag, S. 52.
- <sup>109</sup> <http://www.solarinfo.lu/images/Modulwechselrichter.jpg>
- <sup>110</sup> <http://www.pv-engineering-handbuch.de/images/phi07.jpg>
- <sup>111</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Mai 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 30.
- <sup>112</sup> <http://rocky.digikey.com/web/lib/Panasonic/Web%20Photos/New%20Photos/PNA1605F.jpg>
- <sup>113</sup> <http://rocky.digikey.com/web/lib/RFMD/Web%20Photos/689-SOT23-5.jpg>

- <sup>114</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Mai 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 30.
- <sup>115</sup> [http://www.gps-haus.de/images/product\\_images\\_new/popup\\_images\\_alias/7/Elektrolyt-Kondensator-100uF--50V-radial--stehend-73795\\_0\\_400x400.jpg](http://www.gps-haus.de/images/product_images_new/popup_images_alias/7/Elektrolyt-Kondensator-100uF--50V-radial--stehend-73795_0_400x400.jpg)
- <sup>116</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Mai 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 30.
- <sup>117</sup> <http://kaco-newenergy.de/de/binary/796//page/image.xml>
- <sup>118</sup> Vgl. Haselhuhn, R.: Photovoltaik, Gebäude liefern Strom, 2010, Beuth Verlag GmbH, S. 117.
- <sup>119</sup> [http://www.rechner-photovoltaik.de/wp-content/themes/RP\\_Pure\\_White/images/Einspeisezaehler.jpg](http://www.rechner-photovoltaik.de/wp-content/themes/RP_Pure_White/images/Einspeisezaehler.jpg)
- <sup>120</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: EEG vom 10.11.2010.
- <sup>121</sup> § 8 Abs. 1 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) v. 17. Juli 2009, BGBl 2009 I 2001 AusglMechV.
- <sup>122</sup> <http://www.bee-ev.de/3:333/Meldungen/2009/EEG-Umlage-steigt-Erneuerbare-Energien-sind-keine-Preistreiber.html>-Seite des Bundesverband Erneuerbare Energie, geladen am 7. November 2009, EEG-Umlage steigt 2010 an.
- <sup>123</sup> [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net).
- <sup>124</sup> [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net).
- <sup>125</sup> BVerfGE 91, 186, 202: Kohlepfennig.
- <sup>126</sup> Altrock-Oschmann-Theobald, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 2. Aufl. München 2008, Einf. Rdn. 30ff.; BGH 11. Juni 2003 DVBl. 2003, 1323.
- <sup>127</sup> Altrock-Oschmann-Theobald, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 2. Aufl. München 2008, Einf. Rdn. 37-55; (56-68).
- <sup>128</sup> Peter Salje: Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. 5. Aufl. 2009, Köln und München, Carl Heyermanns Verlag, ISBN 978-3-452-26935-5, Einf. Rd. 95 ff.
- <sup>129</sup> EuGH 13. März 2001 Rechtssache C-379/98, NJW 2001, 3695 (Urteil C-379/98).
- <sup>130</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF> Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- <sup>131</sup> Lehnert-Vollprecht, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307-316, 312.
- <sup>132</sup> BVerfG 1 BvR 3076/08 v. 18. Februar 2009.
- <sup>133</sup> Seite des BMU, Stefan Klinski: EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, Rechtsgutachten v. 8. Mai 2009 für das BMU, S. 18 f.; Altrock-Oschmann-Theobald, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 2. Aufl. München 2008, § 12 Rdn. 51-53.
- <sup>134</sup> Martin Maslaton: Die Entwicklung des Rechts der Erneuerbaren Energien 2007/2008. LKV 2009, 158f.
- <sup>135</sup> Peter Salje: Erneuerbare-Energie-Gesetz. Kommentar. 5. Aufl. 2009, Köln und München, Carl Heyermanns Verlag, ISBN 978-3-452-26935-5, § 11 Rdn. 35.
- <sup>136</sup> [www.wikipedia.de](http://www.wikipedia.de), Stichwort: EEG, Abruf vom 10.11.2010.
- <sup>137</sup> Mindestvergütungssätze nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli 2004. Veröffentlichung des BMU mit den geplanten Sätzen bis 2013; Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009; Seite der Bundesnetzagentur, abgerufen am 13. November 2009, Degressions- und Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie nach den §§ 32 und 33 EEG für das Jahr 2010.
- <sup>138</sup> Bundestags-Drucksache 16/8148, S. 61 (Einzelbegründung zu § 33 Abs. 3 des Regierungsentwurfs).
- <sup>139</sup> Bis 30 KW bis 30% Selbstverbrauch.
- <sup>140</sup> Bis 30 KW über 30% Selbstverbrauch; seit Juli 2010 gibt es auch spezielle Fördersätze für den Selbstverbrauch von Anlagen über 30 KW.

- <sup>141</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 50-51.
- <sup>142</sup> Vgl. JRC, European Commission, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#> und [http://sunbird.jrc.it/pvgis/cmmaps/eu\\_hor/pvgis\\_solar\\_horiz\\_DE.png](http://sunbird.jrc.it/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_DE.png) sowie [http://sunbird.jrc.it/pvgis/cmmaps/eu\\_opt/pvgis\\_solar\\_optimum\\_DE.png](http://sunbird.jrc.it/pvgis/cmmaps/eu_opt/pvgis_solar_optimum_DE.png) vom 27.05.2010
- <sup>143</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 31.
- <sup>144</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 122.
- <sup>145</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 64.
- <sup>146</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 66.
- <sup>147</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 68.
- <sup>148</sup> <http://www.solarstromerzeugung.de/sonnenlichtdauer-photovoltaik.html> vom 28.06.2010.
- <sup>149</sup> Quelle: Bundesnetzagentur 2010
- <sup>150</sup> Vgl. Molitor, P.: Der Photovoltaik Anlagen Projektleitfaden, 2009, Diplomica Verlag GmbH, S. 139.
- <sup>151</sup> Vgl. BSW-Solar, <http://www.solarwirtschaft.de> vom 06.06.2010.
- <sup>152</sup> <http://www.solarstromerzeugung.de/photovoltaik-boom.html> vom 28.06.2010.
- <sup>153</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 94.
- <sup>154</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 94.
- <sup>155</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 98.
- <sup>156</sup> Vgl. BSW-Solar, [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de) vom 6.6.2010.
- <sup>157</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 101.
- <sup>158</sup> Vgl. Knaup, W.; Staiß, F.: Photovoltaik, Ein Leitfaden für Anwender, 2000, TÜV-Verl, S. 116.
- <sup>159</sup> Vgl. zu diesem Abschnitt PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 82-86.
- <sup>160</sup> Vgl. PHOTON, Das Solarstrom-Magazin Februar 2010, PHOTON Europe GmbH, S. 3.
- <sup>161</sup> [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de) (BSW Solar) vom 6.6.2010.
- <sup>162</sup> Vgl. Molitor, P.: Der Photovoltaik Anlagen Projektleitfaden, 2009, Diplomica Verlag GmbH, S. 139.
- <sup>163</sup> Vgl. BSW-Solar, [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de) vom 6.6.2010.



**ALWIS**

Arbeits  
Leben  
Wirtschaft  
Schule e.V.