

Planungsleitfaden Plusenergie

Energieeffizienz und gebäudeintegrierte regenerative
Energieträgertechnologien in Vorentwurf und Entwurf

Entwurfsleitfaden Photovoltaik

C. Ipser, T. Steiner, K. Stieldorf, R. Bointner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

56h/2012

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Planungsleitfaden Plusenergie

Energieeffizienz und gebäudeintegrierte regenerative
Energieträgertechnologien in Vorentwurf und Entwurf

Entwurfsleitfaden Photovoltaik

DI Raphael Bointner
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe
Technische Universität Wien

DI Christina Ipser, DI Tobias Steiner, Prof. DI Dr. Karin Stieldorf
Institut für Architektur und Entwerfen
Technische Universität Wien

Wien, Juni 2012

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm *Haus der Zukunft* des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Die Intention des Programms ist, die technologischen Voraussetzungen für zukünftige Gebäude zu schaffen. Zukünftige Gebäude sollen höchste Energieeffizienz aufweisen und kostengünstig zu einem Mehr an Lebensqualität beitragen. Manche werden es schaffen, in Summe mehr Energie zu erzeugen als sie verbrauchen („Haus der Zukunft Plus“). Innovationen im Bereich der zukunftsorientierten Bauweise werden eingeleitet und ihre Markteinführung und -verbreitung forciert. Die Ergebnisse werden in Form von Pilot- oder Demonstrationsprojekten umgesetzt, um die Sichtbarkeit von neuen Technologien und Konzepten zu gewährleisten.

Das Programm *Haus der Zukunft Plus* verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie in der Schriftenreihe publiziert und elektronisch über das Internet unter der Webadresse <http://www.HAUSderZukunft.at> Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1 Gebäudeintegrierte Photovoltaik.....	5
1.1 Definition.....	5
1.2 Multifunktionalität.....	5
1.3 Ästhetische Qualität.....	5
1.4 Grad der architektonischen Integration	6
1.5 Vorteile und Potential gebäudeintegrierter Photovoltaik	6
2 Solarzellen und Module	8
2.1 Photovoltaisches Material.....	8
2.1.1 Monokristallines Silizium	8
2.1.2 Polykristallines Silizium	8
2.1.3 Dünnschichttechnologie	9
2.1.4 Stapel-Solarzellen	10
2.1.5 HIT-Technologie	10
2.2 Photovoltaikmodule	10
2.2.1 Modulaufbau.....	10
2.2.2 Frontglas.....	10
2.2.3 Verkapselung.....	10
2.2.4 Modulrückseite	11
2.2.5 Dünnschichtmodule	11
2.2.6 Modulrahmen.....	11
2.2.7 Standard-, Spezial- und Sondermodule	12
2.2.8 Modulgrößen und -formen.....	12
2.3 Elektrische Komponenten.....	12
2.3.1 Anschlussdose	12
2.3.2 Bypass-Dioden	13
2.3.3 Wechselrichter	13
2.3.4 MPP-Regler	14
2.3.5 Einspeisezähler	14
2.3.6 Ertragsüberwachung	14
2.4 Optik und Design	15
2.4.1 Zellfarbe.....	15
2.4.2 Rahmen- und Hintergrundfarbe.....	15
2.4.3 Transparenz	15
2.4.4 Zellabstand	16
2.4.5 Kontaktierung	16
2.4.6 Rückseitenkontaktzellen.....	17
3 Möglichkeiten der Gebäudeintegration.....	18
3.1 Konstruktive Einbindung.....	18

3.2	Entwurfsstrategien und Gestaltungsmöglichkeiten	18
3.3	Dachintegration.....	19
3.3.1	Auf- und in-Dach-Montage	19
3.3.2	Schrägdächer	19
3.3.3	Flachdächer	19
3.3.4	Sheddächer	20
3.3.5	Montagesysteme für Standardmodule	20
3.3.6	Solardachziegel	20
3.3.7	Metalldachbahnen	21
3.3.8	Sandwich-Leichtbaufertigteile	21
3.3.9	Kunststoffdachbahnen.....	21
3.3.10	Aufständigung	21
3.3.11	Überkopfverglasungen	22
3.4	Fassadenintegration	22
3.4.1	Kaltfassaden.....	22
3.4.2	Warmfassaden	22
3.4.3	Doppelfassaden.....	23
3.4.4	Elementbauweise	23
3.4.5	Pfosten-Riegel-Konstruktion.....	24
3.4.6	Linienförmige Halterung	24
3.4.7	Struktural Sealant Glazing.....	24
3.4.8	Punkhalterung	24
3.5	Sonnenschutz- und Beschattungseinrichtungen	25
3.5.1	Sonnenschutzlamellen	25
3.5.2	Bewegliche Sonnenschutzlamellen.....	25
3.5.3	Großflächige Verschattungseinrichtungen	25
3.5.4	Markisen und Sonnensegel.....	25
3.5.5	Fensterläden.....	26
3.6	Weitere Möglichkeiten der Gebäudeintegration	26
3.6.1	Vordächer	26
3.6.2	Geländer und Brüstungen	26
3.6.3	Sonstiges.....	26
4	Planungsgrundlagen.....	27
4.1	Der Planungsprozess	27
4.2	Grundlagen der gebäudeintegrierten Photovoltaik.....	28
4.2.1	Die Sonne als Energiequelle	28
4.2.2	Standort und Gebäude	30
4.2.3	Orientierung und Neigung	30
4.2.4	Verschattungsfreiheit.....	32
4.2.5	Teilverschattung und Anschlusskonzepte	33
4.2.6	Temperatur und Hinterlüftung.....	34
4.2.7	Leitungsführung und Wechselrichterraum.....	35

4.2.8 Netzeinspeisung und Inselsysteme	35
4.3 Begriffe und Kenngrößen	36
4.3.1 Spitzenleistung und Maximum Power Point (MPP).....	36
4.3.2 Standardtestbedingungen (STC).....	37
4.3.3 Nennleistung.....	37
4.3.4 Wirkungsgrad	38
4.3.5 Kilowattpeak (kW _p)	38
4.4 Dimensionierung.....	39
4.4.1 Jahresertrag	39
4.4.2 Wohngebäude	41
4.4.3 Bürogebäude	42
4.5 Wirtschaftlichkeit.....	43
4.5.1 Investitionen	43
4.5.2 Betriebskosten.....	44
4.5.3 Förderungen.....	45
4.5.4 Amortisation.....	46
4.6 Ökologie.....	46
4.6.1 Ökobilanz.....	46
4.6.2 Recycling	46
4.6.3 Energetische Amortisation.....	46
5 Weiterführende Informationen	48
5.1 Normen und Baurecht.....	48
5.1.1 Normen für Photovoltaikmodule und Anlagen.....	48
5.1.2 Normen für Gläser im Bauwesen	48
5.2 Hilfreiche Links	48
5.3 Empfohlene Literatur	49
6 Literatur:.....	50

1 Gebäudeintegrierte Photovoltaik

Bemühungen verschiedener Interessensgruppen sowie die positive „Image“-Wirkung sichtbarer Photovoltaik Elemente haben in den letzten Jahren bei Produktentwicklern, Designern und Architekten zu einem zunehmenden Bewusstsein und Interesse für das spezielle Erscheinungsbild photovoltaischer Elemente und ihre Integration in Gebäude und andere Bauwerke geführt. Aufgrund der steigenden Nachfrage werden zunehmend mehr Produkte zur Gebäudeintegration von PV-Systemen entwickelt und auf den Markt gebracht.

1.1 Definition

Von gebäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV) spricht man bei Systemen und Konzepten, bei denen das photovoltaische Element neben der Funktion der Stromerzeugung gleichzeitig die Funktion eines Bauteiles übernimmt. Dabei kann es sich um einen Teil der Gebäudehülle handeln (Dach, Fassade, Glasflächen, ...), aber auch Bauelemente wie Sonnenschutz, Überdachungen, Geländer sowie alle weiteren zur Funktionalität des Gebäudes erforderlichen Elemente können durch geeignete Photovoltaik-Produkte ersetzt werden.

1.2 Multifunktionalität

Gebäudeintegrierte Photovoltaik Elemente zeichnen sich dadurch aus, dass sie zusätzlich zur Stromerzeugung noch weitere Funktionen erfüllen. Je nach Einsatzbereich fungieren gebäudeintegrierte PV-Module auch als Witterungsschutz, Wärmedämmung, Schallschutz, Absturzsicherung, Sonnenschutz, Sichtschutz oder Blendschutz und nicht zuletzt auch als optisches Gestaltungselement.

1.3 Ästhetische Qualität

Für eine gute Integration spielen neben der technischen und bautechnischen Qualität des photovoltaischen Elements auch ästhetische und architektonische Eigenschaften eine wesentliche Rolle. Für die Bewertung der ästhetischen Qualität von gebäudeintegrierten PV-Systemen wurden im Photovoltaic Power Systems Programm (Task 7) der IEA sieben Kriterien definiert (siehe Tabelle 1).

Overview of Task 7 Architectural Criteria

1 . *Naturally Integrated*

The PV system is a natural part of the building. Without PV, the building would be lacking something - the PV system completes the building.

2 . *Architecturally Pleasing*

Based on a good design, does the PV system add eye-catching features to the design

3 . *Good Composition*

The colour and texture of the PV system should be in harmony with the other materials. Often, also a

specific design of the PV system can be aimed at (e.g. frameless vs. framed modules)

4. Grid, Harmony and Composition

The sizing of the PV system matches the sizing and grid of the building

5. Contextuality

The total image of a building should be in harmony with the PV system. On a historic building, tiles or slates will probably fit better than large glass modules

6. Well-Engineered

This does not concern the watertightness of PV roof, but more the elegance of design details. Have details been well conceived? Has the amount of materials been minimised? Are details convincing?

7. Innovative New Design

PV is an innovative technology, asking for innovative, creative, thinking of architects. New ideas can enhance the PV market and add value to buildings

Tabelle 1: Überblick über die in IEA Task 7 definierten Kriterien zur Bewertung der ästhetischen Aspekte von Gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen. (Quelle: Schoen u.a. 2001, S. 2)

1.4 Grad der architektonischen Integration

Photovoltaik Elemente können den jeweiligen speziellen Anforderungen und der erwünschten ästhetischen Wirkung entsprechend zu einem unterschiedlichem Grad in das architektonische Gesamtkonzept integriert sein:

Grad der architektonischen Integration von PV-Elementen in Gebäude

1. Photovoltaik Elemente sind an einem nicht einsehbaren Bereich (etwa auf einem Flachdach) montiert und beeinflussen das architektonische Erscheinungsbild nicht.
2. Photovoltaik Elemente sind dem architektonischen Konzept in reduzierter Weise hinzugefügt und bilden eine positive Ergänzung für das architektonische Image.
3. Das Photovoltaik-System ist in das architektonische Design integriert ohne jedoch das Erscheinungsbild des Gebäudes zu beeinflussen.
4. Das Photovoltaik-System ist ein ausschlaggebendes Element des architektonischen Konzeptes. Die Integration wird bereits auf konzeptioneller Ebene berücksichtigt und hat somit auch einen wesentlichen Einfluss auf Form und Erscheinungsbild des Gebäudes.

Tabelle 2: Grad der architektonischen Integration von PV-Elementen in Gebäude (in Anlehnung an Roberts 2009, S. 12 und Haas u.a. 2002, S. 28)

Als *wirkliche Integration* wird jedoch ein Zustand verstanden in dem das PV-System „einen Teil des Designs bildet und nicht nur einen physischen Teil des Gebäudes“ (Haas u.a. 2002, S. 25).

1.5 Vorteile und Potential gebäudeintegrierter Photovoltaik

Bei der Frage nach der Motivation für die Integration von Photovoltaikanlagen in die Gebäudehülle wird häufig geantwortet, dass es einfach naheliegend sei Strom dort zu produzieren wo er verbraucht wird. Tatsächlich lassen sich jedoch verschiedene Vorteile als Argumente für die Gebäudeintegration anführen. Im *Technologie-Roadmap Photovoltaik für Österreich* (Fechner 2007, S. 20) werden diese folgendermaßen aufgezählt:

Vorteile gebäudeintegrierter Photovoltaik

- Kostbare Bodenfläche wird im Gegensatz zur Aufstellung von PV auf freiem Gelände nicht benötigt
 - Synergieeffekte durch Substitution von einzelnen Bauteilen durch GIPV – Komponenten (Kombination von Funktionen)
 - Verringerung der Material und Installationskosten (nur wenn PV-Technologie in bekannte und bereits standardisierte Baukomponenten wie Dachziegel, Glas, etc... integriert werden kann.)
 - Senkung des Primärenergieverbrauchs für Gebäude bei der Verwendung von multifunktionalen PV-Systemkomponenten (z.B. Glas mit durchsichtigen PV-Zellen)
 - Architektonische Gestaltungsmöglichkeiten
 - Verringerung des laufenden Energiebedarfes durch die richtige Verwendung von PV-Zellen (z.B. als Sonnenschutz)
-

Tabelle 3: Vorteile gebäudeintegrierter Photovoltaik (nach Fechner 2007, S. 20)

Im IEA-Report *Potential for Building integrated Photovoltaics* (IEA 2002) wurde das technische Angebotspotential von gebäudeintegrierter Photovoltaik für Österreich mit etwa 140 km² geeignete Dachflächen und ca. 50 km² geeignete Fassadenflächen eingeschätzt. Laut dem im *Technologie-Roadmap Photovoltaik für Österreich* dargestellten Entwicklungsszenario werden 60 % dieser Flächen im Jahr 2050 ausreichen um 20 % des österreichischen Gesamtstrombedarfs zu decken.

2 Solarzellen und Module

2.1 Photovoltaisches Material

Photovoltaik ermöglicht mit Hilfe von Solarzellen die Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. Da dabei nicht das ganze Sonnenlichtspektrum genutzt werden kann und außerdem ein Teil der einfallenden Strahlungsenergie reflektiert und ein noch größerer Teil in Form von Wärme absorbiert wird, erreichen Photovoltaikzellen derzeit lediglich Wirkungsgrade bis etwa 20 % (siehe Kapitel 4.3.4).

Je nach Ausgangsmaterial unterscheidet man bei Photovoltaikzellen zwischen kristallinen Solarzellen und Dünnschichtzellen, wobei im Jahr 2009 über 90 % der in Österreich installierten Module mit mono- oder polykristallinen Siliziumzellen ausgestattet waren (Biermayr u.a. 2010, S. 65). In den letzten Jahren gewinnt jedoch zunehmend auch die besonders leistungsfähige HIT Photovoltaiktechnologie – eine Kombination aus kristalliner und Dünnschicht-Siliziumzelle – an Bedeutung. 2009 lag der Anteil der HIT Zellen bei allen in Österreich installierten Modulen bei immerhin 7 %.

2.1.1 Monokristallines Silizium

Zur Herstellung monokristalliner Siliziumzellen werden meist dünne kreisförmige Scheiben von einem zylinderförmigen Einkristallblock gesägt und unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und ästhetischer Kriterien für die Anordnung auf einem rechteckigen Modul zugeschnitten. Typisch sind daher runde und viereckige Zellen, teilweise mit abgerundeten Ecken. Aus ihnen werden in weiteren Bearbeitungsschritten (Dotierung, Antireflexbeschichtung,...). Solarzellen und schließlich Photovoltaikmodule hergestellt.

Da Sägen und Zuschnitt der Siliziumscheiben mit einem erheblichen Materialverlust verbunden sind, wurden mittlerweile auch Methoden entwickelt, bei denen bandförmige Siliziumkristalle bereits in geeigneter Dicke gezogen und anschließend mittels Laserschnitt in rechteckige oder quadratische Wafer getrennt werden.

2.1.2 Polykristallines Silizium

Photovoltaikzellen können auch aus poly- oder multikristallinem Silizium hergestellt werden. Dazu wird geschmolzenes Silizium in Blockform gegossen, langsam abgekühlt sodass möglichst große Kristalle entstehen, und anschließend ebenfalls in dünne Scheiben gesägt. Aufgrund der niedrigeren Herstellungskosten und geringeren Materialverluste sind Solarzellen aus polykristallinem Silizium billiger als monokristalline. Die an der Oberfläche deutlich sichtbaren Korngrenzen führen jedoch zu einem etwas niedrigeren Wirkungsgrad.

2.1.3 Dünnschichttechnologie

Bei der Herstellung von Dünnschicht-Solarzellen (auch amorphe Zellen), werden extrem dünne Schichten photovoltaischen Materials in schmalen Streifen auf ein Trägermaterial (auch Substrat, z.B. das Modul-Frontglas oder die Modulrückseite) aufgebracht und im gleichen Arbeitsschritt elektrisch verschaltet. Aktive Halbleitermaterialien die bei der Herstellung zum Einsatz kommen sind etwa amorphes Silizium (a-Si), Kadmium-Tellurat (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS).

Durch den geringeren Material- und Energiebedarf und den hohen Automationsgrad bei der Herstellung sind Dünnschichtmodule kostengünstiger als Module aus kristallinem Silizium. Sie weisen außerdem geringere Leistungsverluste bei Erwärmung auf und reagieren wesentlich toleranter auf Teilverschattungen. Der große Nachteil von Dünnschichtmodulen gegenüber Zellen aus kristallinem Silizium liegt derzeit noch bei den deutlich niedrigeren Wirkungsgraden.

Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium unterliegen in den ersten 6 bis 12 Monaten Betriebsdauer außerdem einer sehr starken lichtinduzierten Degradation (siehe Kapitel 4.3.4). Der Modulwirkungsgrad kann in diesem Zeitraum um bis zu 25% abnehmen, danach bleibt er stabil. In Datenblättern für Module mit amorphen Siliziumzellen müssen daher die nach diesem Leistungsabfall erreichten Wirkungsgrade angegeben werden.

Zelltyp	Modulwirkungsgrad [%]	Leistung pro m ² Modulfläche [W _p]	Flächenbedarf je kW _p [m ²]	Leistungsverlust bei Temperaturerhöhung [%/°C]
monokristallin Standard	12 – 16	120 – 160	6,5 – 8,5	0,4 – 0,5
Hochleistungszellen	16 – 20	160 – 200	5 – 6,5	0,3 – 0,4
HIT-Zellen	16 – 17,5	160 – 170	6 – 6,5	0,33
polykristallin	11,5 – 15	115 – 150	6,5 – 9	0,4 – 0,5
Silizium amorph (a-Si)	5 – 7	50 – 70	14,5 – 20	0,1 – 0,2
mikrokristallin (μc-Si)	5 – 7	50 – 70	14,5 – 20	0,5 – 0,7
mikromorph (a-Si/μc-Si)	7 – 9	70 – 90	11 – 14,5	0,3 – 0,4
CIS Standard	8 – 11	80 – 110	9 – 12,5	0,3 – 0,4
Schwefel	6 – 7	60 – 70	14,5 – 17	0,3
Nanosolarzellen	8 – 10	80 – 100	10 – 12,5	
CdTE	6 - 11	60 - 110	9 - 17	0,2 – 0,3

Tabelle 4: Typischer Modulwirkungsgrad, Leistung pro m² Modulfläche, erforderlicher Flächenbedarf je kW_p (siehe Kapitel 4.3.5) und Temperaturkoeffizient für unterschiedliche Zelltechnologien unter Standard-Testbedingungen (STC) (Quelle: Weller 2009, S. 22 und eigene Recherchen)

2.1.4 Stapel-Solarzellen

Zur Erreichung höherer Wirkungsgrade werden mit dem Dünnschichtverfahren bisweilen auch unterschiedliche Materialien zu mehrschichtigen Stapel-Solarzellen kombiniert. Die einzelnen Schichten werden dabei für unterschiedliche Wellenlängenbereiche optimiert, wodurch eine breitere Ausnützung des Lichtspektrums möglich wird. Solche mehrschichtige Zellen werden häufig auch als Tandem- (zweischichtig) oder als Tripelzellen bezeichnet. Am häufigsten kommen hier Kombinationen aus amorphem und mikrokristallinem Silizium (a-Si/ μ c-Si) zur Anwendung.

2.1.5 HIT-Technologie

Die HIT-Technologie hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen und stellt eine weitere Möglichkeit dar, die Leistungsfähigkeit von Solarzellen zu steigern. HIT steht dabei für „Heterojunction with Intrinsic Thin-layer“. Für die Herstellung von HIT-Photovoltaikzellen wird ein monokristalliner Silizium-Wafer auf Vorder- und Rückseite mit amorphem Silizium beschichtet. Der Vorteil von HIT-Zellen liegt in dem hohen Wirkungsgrad, der sich auch bei steigenden Betriebstemperaturen weniger verringert.

2.2 Photovoltaikmodule

2.2.1 Modulaufbau

Für die Herstellung von anschlussfertigen Photovoltaikmodulen mit gängigen Spannungen werden mehrere Photovoltaikzellen in Reihe zusammengeschaltet. Der Frontkontakt einer Zelle ist dabei jeweils mit dem Rückkontakt der nächsten Zelle verlötet. Zum Schutz vor Witterungseinflüssen und mechanischen Einwirkungen werden Solarzellen in eine mehrlagige Schutzhülle eingebettet.

2.2.2 Frontglas

Die äußerste Schicht von Photovoltaikmodulen bildet sehr oft ein Frontglas mit hoher Lichtdurchlässigkeit und zusätzlicher Antireflexbeschichtung. Bei Modulen in Standardgrößen beträgt die Dicke der Glasschicht 3-4 mm. Je nach Verkapselungsmaterial können PV-Module auch ohne Frontglas hergestellt werden.

2.2.3 Verkapselung

Die Zellen selbst befinden sich in einer sogenannten Verkapselung. Dazu werden sie unter Druck und Wärmeeinwirkung zwischen zwei transparenten Folien laminiert. Sehr häufig besteht die Verkapselung aus Ethylenvinylacetat (EVA). Zellen, Folie und Glas bilden nach dem Laminier-Vorgang einen wetterfesten und bruchsicheren Verbund, welcher als Photovoltaik-Modul, häufig auch als Laminat bezeichnet wird.

Anstelle von EVA kann für die Verkapselung auch Teflon (Handelsname der Firma Dupont für das amorphe Fluorpolymerprodukt Polytetrafluorethylen, PTFE) eingesetzt werden. Da es im

Gegensatz zu EVA UV-beständig ist, kann Teflon auch ohne Frontglas als äußere Schutzschicht von PV-Modulen zum Einsatz kommen. Bei Doppelglasmodulen kann die Verkapselung auch mit Gießharz erfolgen.

2.2.4 Modulrückseite

Die Modulrückseite besteht häufig aus einer lichtundurchlässigen Metall- oder Kunststoffschicht. Häufig kommen dabei Tedlar (Handelsname der Firma Dupont für Polyvinylfluorid, PVF) oder Polyethylen-Terephthalat (PET) zur Anwendung, und man spricht von Glas-Folien-Modulen. Zur Herstellung semitransparenter Module kann die Modulrückseite jedoch auch in Glas ausgeführt werden. Man bezeichnet diese Module als Glas-Glas- oder auch Doppelglasmodule. Wird die Verkapselung statt mit EVA mit der Kunststoffolie PVB ausgeführt so entstehen Verbundsicherheitsglas-Module. Für eine bessere Wärmedämmung kann die Modulrückseite auch als Isolierverglasung ausgebildet sein.

2.2.5 Dünnschichtmodule

Bei der Herstellung von Dünnschicht-Modulen werden die einzelnen Zellen als schmale Streifen direkt auf die Modulvorder- oder -rückseite aufgedampft und verschaltet. Der übrige Modulaufbau kann wie bei Modulen mit kristallinen Siliziumzellen ausgeführt sein. Die einzelnen Dünnschichtzellen erscheinen aus der Nähe betrachtet als ca. 1 cm breite Halbleiterstreifen. Durch eine Vergrößerung der Abstände zwischen den Zellstreifen oder das Anbringen zusätzlicher Trennstreifen lassen sich semitransparente Photovoltaikmodule erzeugen. Da die aufgebrauchte photoaktive Schicht extrem dünn ist, können mit der Dünnschicht-Technologie je nach Trägermaterial auch flexible Module hergestellt werden. Zur Anwendung kommen diese etwa bei Stehfalz-Metalleindeckungen oder sogar bei Sonnensegeln oder flexiblen Überdachungen.

Theoretisch ist man bei der Herstellung von Dünnschichtzellen nicht an standardisierte Größen gebunden. Es können jedoch genau wie bei kristallinen Siliziumzellen immer nur gleich große Zellen in Reihe geschaltet werden und die Abmessungen sind abhängig vom Produktionsverfahren und den jeweiligen Standardabmessungen des verwendeten Substrats (z.B. Glasplatten oder Blechbahnen).

2.2.6 Modulrahmen

Photovoltaikmodule können unabhängig von ihrem Aufbau jeweils mit oder ohne Rahmen hergestellt werden. Der Rahmen besteht meist aus natürlichem oder farbigem eloxiertem Aluminium. Er soll die empfindlichen Glaskanten schützen, das Modul verstärken und die Montage erleichtern. Rahmenlose Module werden häufig auch als Lamine bezeichnet. Sie können mit Profilsystemen oder auch mittels Punkthalterung befestigt werden.

2.2.7 Standard-, Spezial- und Sondermodule

Standardmodule werden in großen Mengen seriell gefertigt und machen den größten Teil aller gekauften und installierten PV-Module aus. Sie sind in ihrem Kosten-/Leistungsverhältnis optimiert und in unterschiedlichen Formaten und Designs erhältlich. Ihre Spitzenleistungen liegen meist zwischen 75 und 200 W. Oft handelt es sich dabei um Glas-Folien- oder Glas-Glas-Lamine die mit oder ohne Rahmen ausgeführt sein können.

Werden PV-Module ebenfalls serienmäßig aber für eine ganz bestimmte Verwendung hergestellt, so bezeichnet man diese auch als Spezialmodule. Beispiele dafür sind Photovoltaikdachziegel oder Sonnenschutzlamellen mit integrierter Photovoltaik. Werden für ein Bauprojekt Module nach den speziellen Wünschen des Bauherrn angefertigt, so spricht man von Sondermodulen. Diese können in Bezug auf Aufbau, Größe, Farbe, Raster und Lichtdurchlässigkeit genau an das jeweilige architektonische Konzept angepasst werden. Natürlich liegen die Kosten für solche Sonderanfertigungen deutlich über den Kosten bei der Verwendung von Standardmodulen.

2.2.8 Modulgrößen und -formen

Die Größe von Photovoltaikmodulen mit kristallinen Siliziumzellen wird maßgeblich durch die Größe der einzelnen Zellen bestimmt. Diese werden meist mit den Abmessungen 10 x 10 cm, 12,5 x 12,5 cm oder 15,6 x 15,6 cm hergestellt, dabei sind jedoch herstellerspezifische Abweichungen möglich. Standardmodule aus kristallinen Siliziumzellen bestehen oft aus 36, 48, 60 oder 72 Zellen, die in vier bis acht Zellreihen angeordnet sind. Aber auch Module mit verschiedensten anderen Zellanordnungen sind auf dem Markt erhältlich. Meist liegen die Abmessungen von Standardmodulen zwischen 0,5 und 1,0 m².

Sondermodule für die Gebäudeintegration werden in der Regel größer gewählt. Die Obergrenzen der Modulabmessungen sind herstellungstechnisch bedingt (Laminatorgröße) und liegen etwa bei 2,0 x 3,5 m. Aus elektrotechnischer Sicht sind sehr große Module jedoch nicht optimal, da immer mehr Bypass-Dioden und Stromführungen erforderlich werden. Für die Gebäudeintegration haben sich daher Modulgrößen zwischen 0,5 und 1,6 m² als geeignet erwiesen.

Da immer nur gleich große Solarzellen miteinander verschaltet werden können, sind Standardmodule rechteckig. Auch Sondermodule sollten immer rechteckig sein. Kommen doch Module mit Sonderformen zur Anwendung, so müssen die Randbereiche frei bleiben oder aus optischen Gründen mit elektrisch inaktiven („toten Zellen“) ausgestattet werden.

2.3 Elektrische Komponenten

2.3.1 Anschlussdose

Die Zellstrings werden üblicherweise über Löcher in der Modulrückseite mit Kontakten an der Modulaußenseite verbunden. Standardmodule sind dazu in der Regel bereits mit einer

Modulanschlussdose über der Öffnung an der Modulrückseite ausgestattet. Witterungssichere Verteilerdosen müssen mindestens den Schutzgrad IP 54 besitzen und nach Schutzklasse II isoliert sein. Häufig werden Module bereits mit Anschlussleitungen und geeigneten Steckern geliefert, sodass die Verteilerdosen bei der Installation nicht geöffnet werden müssen. Ist das Anbringen einer Anschlussdose auf der Modulrückseite aus ästhetischen Gründen nicht möglich, so kann die Verkabelung auch um die Glaskante herumgeführt und die Verteilerdose seitlich angebracht werden.

2.3.2 Bypass-Dioden

Die Anschlussdosen enthalten auch die sogenannten Bypass-Dioden. Ist eine einzelne Zelle beschädigt oder verschattet, so erzeugt sie keinen Strom mehr. Sie wirkt dann als Widerstand der die Energie der übrigen stromproduzierenden Zellen in Wärme umwandelt. Jeweils etwa 12 bis 24 Zellen werden daher mit einer Bypass-Diode ausgestattet, die den Strom an dem String mit der inaktiven Zelle vorbei leitet. Auf diese Weise kann zum einen die Restleistung des teilverschatteten Moduls noch genutzt werden, andererseits wird auch eine Beschädigung des Moduls durch die Wärmeentwicklung in der inaktiven Zelle (Hot-Spot-Effekt) verhindert. Da die langen dünnen Zellstreifen nicht so leicht vollständig abgeschattet werden, reagieren Dünnschichtmodule nicht so empfindlich auf Teilverschattungen. Sie kommen dadurch meist ohne oder mit nur einer Bypass-Diode aus.

Durch Reihen- und Parallelschaltung werden einzelne Module zu einer Solarstromanlage (auch Photovoltaik-Generator) verbunden. PV-Anlagen können netzgekoppelt oder mit Hilfe eines Energiespeichers als Inselsysteme konzipiert sein. Bei Gebäudeintegrierten PV-Systemen kommen Inselsysteme jedoch eher nur in speziellen Ausnahmefällen zur Anwendung.

2.3.3 Wechselrichter

Ist das System netzgekoppelt, so wandelt ein Wechselrichter den erzeugten Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom um. Gute Wechselrichter erzielen Wirkungsgrade zwischen 92% und 96%. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters ist jedoch maßgeblich von der Höhe der Eingangsspannung abhängig. Wechselrichter und Photovoltaik-Generator müssen daher immer sehr genau aufeinander abgestimmt werden.

Für unterschiedliche Anlagensituationen kommen verschiedene Wechselrichterkonzepte zum Einsatz (siehe auch Kapitel 4.2.5 Teilverschattung und Anschlusskonzepte). Bei großen unverschatteten Anlagen mit homogener Ausrichtung und Erwärmung werden meist mehrere Modulstränge über einen Generatoranschlusskasten zusammengefasst und über eine Gleichstromleitung an einen Zentralwechselrichter angeschlossen. Weisen die Module eines Generators unterschiedliche Orientierungen, Einbau- und Verschattungssituationen auf, so sind dezentrale Konzepte mit mehreren Strangwechselrichtern besser geeignet. Schließlich gibt es auch Ansätze jedes Modul mit einem eigenen Wechselrichter auszustatten. Dieses Konzept konnte sich jedoch bisher aufgrund der hohen Kosten und des Wartungsaufwandes nicht durchsetzen.

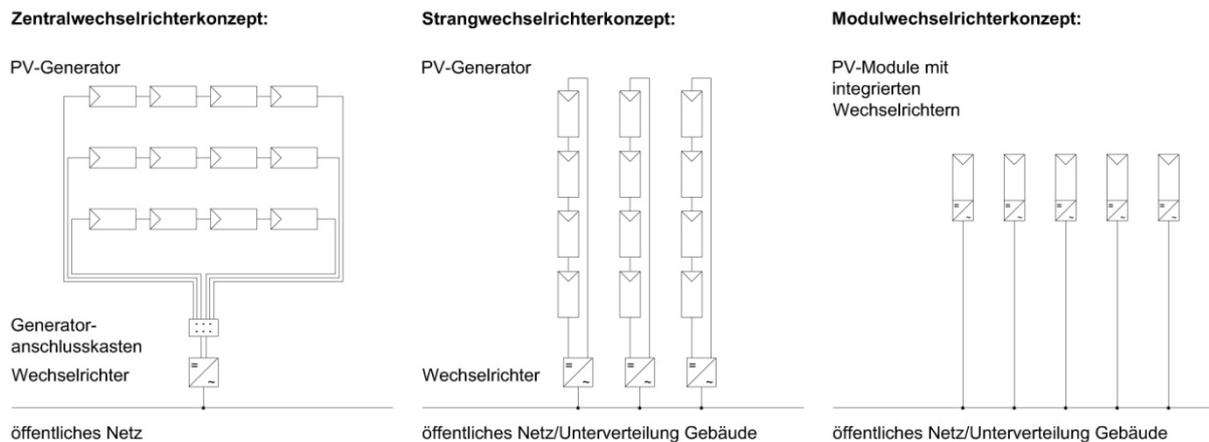


Abbildung 1: Schematische Darstellung unterschiedlicher Anschlusskonzepte für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen.

Neben der Stromumwandlung erfüllen Wechselrichter häufig noch weitere Aufgaben wie etwa die Arbeitspunktanpassung (MPP-Regler), Betriebsdatenerfassung und –anzeige (Solar Datenlogger) und verschiedene Schutzfunktionen wie Netzüberwachung, Isolationsüberwachung, usw.

2.3.4 MPP-Regler

In Abhängigkeit von Modultemperatur und Einstrahlungsstärke ändern sich Spannung, Strom und Leistung eines PV-Generators im Laufe des Tages ständig. Um die maximale Leistung liefern zu können, muss der Wechselrichter im Maximum Power Point (MPP, Produkt aus Stromstärke und Spannung) des Solargenerators arbeiten. Daher gleicht der MPP-Regler oder auch MPP-Tracker (MPPT) den Arbeitspunkt des Wechselrichters durch Spannungsanpassung ständig mit dem Maximum Power Point des Solargenerators ab (siehe auch Kapitel 4.3.1).

2.3.5 Einspeisezähler

Bei netzgekoppelten Anlagen registriert der Einspeisezähler die in das Netz gelieferte Strommenge und bildet die Grundlage für die Abrechnung mit dem Netzbetreiber. Je nach Art der Netzeinspeisung gelten hier unterschiedliche Anforderungen. Wird der erzeugte Strom am Standort selbst genutzt und nur der Überschuss in das Stromnetz eingespeist, so können der eingespeiste und der bezogene Strom mit einem Zähler erfasst werden. Bei einer Volleinspeisung sind zwei getrennte Zähler erforderlich.

2.3.6 Ertragsüberwachung

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer Photovoltaik-Anlage ist eine regelmäßige Ertragsüberwachung unerlässlich. Bei kleineren Anlagen kann dies über die Betriebsdatenerfassung des Wechselrichters und den Einspeisezähler erfolgen. Auf diese Weise können zwar gröbere Anlagenstörungen erkannt werden, etwaige Leistungsminderungen

durch einzelne defekte Module oder ähnliches werden so jedoch nur schwer und häufig sehr spät sichtbar.

Bei größeren Anlagen ist daher eine kontinuierliche Überwachung des Anlagenertrags bei gleichzeitiger Berücksichtigung der aktuellen meteorologischen Daten sinnvoll. Mit Hilfe einer speziellen Software werden die vom Datenlogger gesammelten Anlagendaten, zusammen mit den selbst erfassten oder über einen Wetterdienst bezogenen Wetter- und Klimadaten analysiert.

2.4 Optik und Design

2.4.1 Zellfarbe

Die für kristalline Solarzellen typische dunkelblaue Zellfarbe entsteht durch das Aufbringen einer dünnen Antireflexbeschichtung aus Siliziumnitrat oder Titanoxid. Durch Veränderung der Dicke und chemischen Zusammensetzung der Antireflexschicht kann der Farbton der Zelloberfläche verändert werden, was jedoch zu höheren Reflexionsverlusten und damit zu einer Verminderung des Wirkungsgrades führt.

Dünnschichtmodule können mit derzeit verfügbaren Technologien farblich nicht verändert werden. Da die Verbindungskontakte außerdem mit freiem Auge kaum zu erkennen sind, erscheinen ihre Oberfläche sehr homogen und je nach verwendetem Halbleitermaterial rötlichbraun bis violett, dunkelgrün oder schwarz.

2.4.2 Rahmen- und Hintergrundfarbe

Bei Standardmodulen sind die Aluminiumrahmen sehr häufig farblos, schwarz, grau oder braun eloxiert. Einige Hersteller bieten jedoch auch Modulrahmen mit Pulverbeschichtungen in allen erdenklichen Farbtönen an.

Bei Modulen mit kristallinen Siliziumzellen ist in den Zellzwischenräumen die Farbe des Modulhintergrundes erkennbar. Standardfolienmodule werden fast immer mit weißem oder schwarzem Hintergrund hergestellt. Bei größeren Bestellmengen kann die Hintergrundfarbe jedoch durch farbige Folien oder gefärbte, beschichtete oder bedruckte Rückseitengläser variiert werden. Die dabei erzeugte farbliche Wirkung ist natürlich auch von der Größe der Zellabstände abhängig.

2.4.3 Transparenz

Mit Glas oder transparenter Folie als Modulrückseite lassen sich lichtdurchlässige PV-Module herstellen. Mit der Dünnschichttechnologie können durch eine Vergrößerung der Abstände zwischen den einzelnen Halbleiterstreifen und das Anbringen zusätzlicher Trennstreifen semitransparente Photovoltaikmodule erzeugt werden. Bei Modulen mit kristallinen Siliziumzellen lässt sich der Grad der Lichtdurchlässigkeit durch die Größe der Zellabstände

variieren. Es gibt jedoch auch kristalline Solarzellen die durch die Anordnung kleiner Löcher in der Zelle ebenfalls transparent erscheinen.

Der Grad der Lichtdurchlässigkeit liegt meist zwischen 10 % und 30 %. Mit zunehmender Transparenz nimmt jedoch auch der Wirkungsgrad der Module ab. Semitransparente PV-Module erfüllen häufig Blick- und Sonnenschutzfunktionen in Fassaden und Lichtdächern. Mit strukturierten oder milchigen Gläsern können dabei die scharfen Schattenkonturen der einzelnen Zellen verwischt werden, und durch den Einsatz farbiger Rückseitengläser lassen sich interessante Lichteffekte erzielen.

2.4.4 Zellabstand

Für eine optimale Ausnutzung der Modulfläche und um einen guten Modulwirkungsgrad zu erreichen sollte der Abstand zwischen den einzelnen Zellen möglichst klein gehalten werden. Der für das Verbinden von Vorder- und Rückkontakten erforderliche Zellabstand beträgt 2 bis 3 Millimeter. Wie bereits erwähnt können die Abstände jedoch aus optischen Gründen oder für eine größere Lichtdurchlässigkeit vergrößert werden.

2.4.5 Kontaktierung

Zur Stromentnahme werden die Vorder- und Rückseiten kristalliner Silizium-Zellen mit Kontakten versehen. Kontakte auf der Zellrückseite bestehen meist aus einer vollflächig aufgetragenen Silber- oder Aluminiumschicht. Bei Glas-Glas-Modulen sind diese als schwarz glänzende Zelloberflächen auf der Modulrückseite erkennbar. Um durch die Leiterbahnen erzeugte Verschattungsverluste möglichst gering zu halten, werden Frontkontakte häufig als dünnes Metallgitter mit feinen Kontaktfingern ausgebildet, welche den Strom an schlanke Sammelschienen oder zentrale Kollektoren weiterleiten. Bei der Festlegung dieser Gitterstruktur muss immer ein Kompromiss zwischen den erzeugten Verschattungsverlusten und den elektrischen Verlusten durch Serienwiderstände im metallischen Leitermaterial gefunden werden.

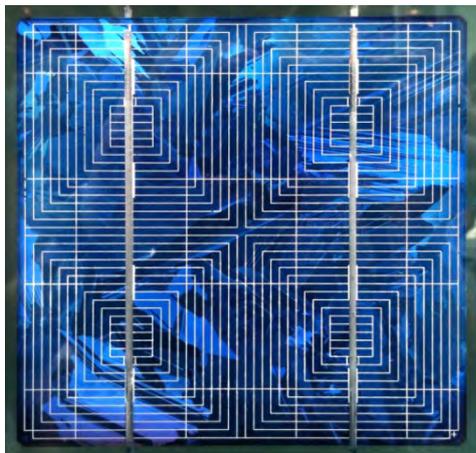


Abbildung 2: Multikristalline Solarzelle mit konzentrisch angeordneten Frontkontakten an der Fassade des Modehaus Zara in Köln.

2.4.6 Rückseitenkontaktzellen

Durch eine Verringerung oder Vermeidung von Frontkontakten können die Abschattungsverluste reduziert und damit höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Dazu wurden Technologien wie etwa versenkte Frontkontakte oder sogenannte Rückseitenkontaktzellen entwickelt, die sich auch auf das optische Erscheinungsbild der Solarzellen auswirken.



Abbildung 3: Rückseitenkontaktzelle Sunweb® der Firma Solland Solar. Die absorbierte Energie wird mittels Metal-Wrap-Through-Technologie (MWT) durch die Zelle hindurch zu den rückseitig angeordneten Leiterbahnen transportiert. Durch die Verlegung der Leiterbahnen steht auf der Vorderseite der Zelle mehr Fläche für die Absorption von Sonnenlicht zur Verfügung. (Quelle: Solland Solar)

3 Möglichkeiten der Gebäudeintegration

3.1 Konstruktive Einbindung

Die konstruktive und die gestalterische Integration stellen zunächst zwei unterschiedliche und unabhängige Aspekte der gebäudeintegrierten Photovoltaik dar. Aus konstruktiver Sicht lassen sich drei unterschiedliche Konzepte zur Photovoltaikintegration unterscheiden (nach Weller 2009, S. 49):

Möglichkeiten der konstruktiven Einbindung von PV ins Gebäude	
Addition	Die Photovoltaik wird vor oder auf die bestehende und vollfunktionsfähige Gebäudehülle gesetzt.
Substitution	Das Photovoltaikmodul ersetzt einzelne Elemente und übernimmt teilweise Funktionen der Gebäudehülle.
Integration	Das PV-Modul ersetzt ganze Fassaden- oder Dachelemente und übernimmt alle Funktionen wie Belichtung, Wetter-, Wärme-, Sonnen-, Schallschutz, usw.

Tabelle 5: Unterschiedliche Möglichkeiten der konstruktiven Einbindung von Photovoltaik ins Gebäude (nach Weller 2009, S. 49)

3.2 Entwurfsstrategien und Gestaltungsmöglichkeiten

Bei der architektonischen Integration von Photovoltaikanlagen werden von Bauherren, Planern und Entwerfern recht unterschiedliche Strategien verfolgt. In Kapitel 1.4 wurde bereits auf den unterschiedlichen Grad der architektonischen Einbindung gebäudeintegrierter Photovoltaik und die jeweiligen ästhetischen und gestalterischen Konsequenzen eingegangen. Analog zu diesen Überlegungen lassen sich nach Weller (2009) unterschiedliche Entwurfsstrategien beobachten:

Entwurfsstrategien für gebäudeintegrierte Photovoltaik	
Besetzen	PV-Anlagen werden dem Gebäude ohne gestalterische Absicht vor- oder aufgesetzt um Strom zu produzieren. Im Vordergrund der Planung steht der finanzielle Gewinn oder ein ökologisches Bewusstsein aber nicht die ästhetische Wirkung.
Dominieren	Das Erscheinungsbild des Gebäudes wird aufgrund der Farbe, Form, Größe und Anordnung stark durch die PV-Technik geprägt. Bei Neubauten werden wesentliche Entwurfskriterien wie etwa die Ausrichtung des Gebäudes zur Sonne, die Kubatur oder die Ausbildung der Gebäudehülle, maßgeblich durch die Photovoltaik definiert.
Einordnen	Das Gebäude und die Photovoltaikanlage bilden ein symbiotisches System. Die Photovoltaik dient nicht nur der Stromproduktion, sie hat auch eine wesentliche gestalterische Funktion und übernimmt Aufgaben der Gebäudehülle wie den Wetter- oder Sonnenschutz.

Unterordnen	Die Solartechnik tritt durch ihre Form, Größe und Farbgebung, oder durch ihre Lage zum Betrachter im Außenraum kaum in Erscheinung, sodass das Gebäude selbst im Vordergrund steht. Dabei kann es sich dennoch um ästhetisch und architektonisch anspruchsvolle Lösungen handeln, die sich z.B. für den Einsatz im denkmalgeschützten Bereich eignen.
Imitieren	Traditionelle Bauteile werden durch photoaktive Elemente formal kopiert und ersetzt. Meist bleibt der Unterschied zum Original aber dennoch sichtbar und führt so zu wenig überzeugenden Ergebnissen (Beispiel Solardachpfannen).

Tabelle 6: Entwurfsstrategien bei gebäudeintegrierter Photovoltaik (nach Weller 2009, S. 40f)

3.3 Dachintegration

Dächer eignen sich in der Regel sehr gut für die Integration von Photovoltaikanlagen. Sie bieten häufig große zusammenhängende und verschattungsfreie Flächen mit geeignetem Neigungswinkel und sind leicht zu hinterlüften.

3.3.1 Auf- und in-Dach-Montage

Bei der Montage von PV-Generatoren auf Dachflächen kann grundsätzlich zwischen Auf-Dach- und In-Dach-Lösungen unterschieden werden. Bei der Auf-Dach-Montage werden die PV-Elemente mit Hilfe einer Metallunterkonstruktion oberhalb der bestehenden Dacheindeckung befestigt, während die Module bei der In-Dach-Montage an Stelle der Dachdeckung montiert werden und alle Funktionen einer normalen Dacheindeckung übernehmen. Mit beiden Montage-Systemen können ganze Dachflächen oder auch nur Teilbereiche von Dächern mit PV-Modulen eingedeckt werden.

Auf-Dach-Systeme sind einfach in der Montage, relativ preisgünstig und bringen den Vorteil einer guten Belüftung der Module mit sich. Sie bieten sich vor allem überall dort an, wo auf bestehenden Dachflächen nachträglich PV-Generatoren installiert werden. In-Dach-Lösungen sind konstruktiv etwas aufwändiger, sie stellen jedoch häufig die ästhetischere Lösung dar und bieten mehr gestalterische Möglichkeiten. Im Falle eines Neubaus oder einer Neueindeckung reduzieren sich außerdem Kosten und Aufwand um die eingesparte Dacheindeckung. Bei der Planung und Ausführung von In-Dach-Systemen muss vor allem auf die Dichtheit des Daches gegen Regenwasser und eine ausreichende Hinterlüftung geachtet werden.

3.3.2 Schrägdächer

Bei günstiger Orientierung bieten Schrägdächer die ertragreichsten Flächen zur Photovoltaikintegration, weshalb hier bereits zahlreiche verschiedene Produktsysteme auf dem Markt erhältlich sind.

3.3.3 Flachdächer

Dächer von Industrie- und Werkhallen stellen derzeit ein großes, meist noch ungenutztes Potential für die solare Stromerzeugung dar. Dabei eignen sich auch Flachdächer sehr gut für die Installation von PV-Generatoren. Photovoltaikmodule auf Flachdächern werden häufig

aufgeständert. Dadurch kann eine optimale Orientierung und eine gute Belüftung der Module erzielt werden. Auch In-Dach-Lösungen sind bei Flachdächern möglich. Der ungünstige Einstrahlungswinkel, mögliche Teilabschattungen durch verwehtes Laub und ähnliches sowie die stärkere Erwärmung der Module aufgrund der schlechteren oder fehlenden Hinterlüftung sprechen hier für die Anwendung von Dünnschicht-Solarzellen. Der flache Neigungswinkel kann bei den horizontal installierten PV-Modulen außerdem zu einer stärkeren Verschmutzung führen und regelmäßige Reinigungen erforderlich machen. Auf Flachdächern installierte PV-Anlagen sind im Übrigen für den Betrachter meist nicht sichtbar, was als Vor- oder Nachteil gesehen werden kann.

3.3.4 Sheddächer

Große Hallenbauten werden häufig über Sheddächer belichtet. Dabei wird die Dachfläche in mehrere kleine Pult- oder Satteldächer „gefaltet“. Diese Faltungen sind meist auf der Nordseite verglast und ermöglichen so eine blendfreie Belichtung der darunterliegenden Räume. Die südorientierten Schrägflächen eignen sich ausgezeichnet für die Integration von Photovoltaikmodulen. Sie können als opake Flächen oder mit lichtdurchlässigen Glas-Glas-Modulen ausgeführt werden, wobei die Solarzellen als Sonnenschutz dienen.

3.3.5 Montagesysteme für Standardmodule

Bei Pult- und Satteldächern mit mehr als 15° Neigung kommen oft Systemlösungen mit Standardmodulen zur Anwendung. In-Dach-Systeme bestehen häufig aus einem Metallprofilsystem, welches auf die vorhandene Dachunterkonstruktion montiert wird. Die Photovoltaikmodule werden anschließend in das Rahmensystem eingelegt und mit Haltebügeln, Klammern, Deckleisten oder anderen Methoden befestigt. Die Dichtheit der Dachhaut wird durch Entwässerungsprofile, Überlappen der Module (ähnlich wie bei Dachziegeln und Schindeln) und durch Fugendichtungen mit Gummiprofilen hergestellt. Der Witterungsschutz von Systemlösungen mit Standardmodulen entspricht etwa jenem von Dachziegeln, weshalb auch ein entsprechender Dachaufbau zur Anwendung kommen kann. Für eine bessere Hinterlüftung sollte jedoch die Konterlattung höher als üblich (10-15 cm) gewählt und auf eine sorgfältige Be- und Entlüftung an Traufe und First geachtet werden.

Auf-Dach-Systeme mit gerahmten Standardmodulen kommen zum Einsatz wenn bereits ein Schrägdach vorhanden ist und die Dacheindeckung erhalten bleiben soll. Dazu wird eine Metallunterkonstruktion mit Dachhaken an Sparren und Lattung befestigt und über entsprechend bearbeitete oder vorgefertigte Spezialsteine an die Dachoberfläche geführt. Bei Metaldächern kann die Unterkonstruktion mit Klemmen oder Stockschrauben häufig direkt an der Dacheindeckung befestigt werden.

3.3.6 Solardachziegel

Als Spezialmodule werden für die Dachintegration von PV-Generatoren auch Solardachziegel, Solardachplatten oder Photovoltaik-Dachschindeln angeboten. Dazu werden kleinere PV-

Module in dachsteinartig geformte Trägerelemente eingefügt oder direkt auf Dacheindeckungselemente geklebt, sodass sie wie eine normale Dacheindeckung verlegt werden können. Um den Verkabelungsaufwand gering zu halten und die Leistung der einzelnen Module zu erhöhen, werden häufig auch etwas größere Elemente angeboten die mehrere normale Dachziegel ersetzen.

Photovoltaikanlagen aus Solardachziegelsystemen sind deutlich teurer als Anlagen gleicher Leistung mit Standardmodulen. Die Solardachziegel lassen sich jedoch optisch unauffällig in dunkle Dachflächen integrieren und eignen sich aufgrund ihrer Kleinteiligkeit auch für komplex geformte Dachflächen, weshalb sie z.B. bei Sanierungen im denkmalgeschützten Bereich zur Anwendung kommen.

3.3.7 Metaldachbahnen

Bei Dächern mit geringerem Neigungswinkel kommen auch Metaldachbahnen mit integrierten Solarzellen zur Anwendung. Dabei handelt es sich um herkömmliche Stehfalz-Dachelemente, mit oder ohne Abdeckleiste, die mit Tripelzellen aus amorphem Silizium beschichtet oder beklebt sind.

3.3.8 Sandwich-Leichtbaufertigteile

Für den Hallenbau sind mittlerweile auch wärmegeämmte Sandwich-Leichtbauelemente mit integrierter Photovoltaik erhältlich. Diese Stahlbaufertigteile mit Dämmschaumkern übernehmen den gesamten Dach- oder Fassadenaufbau und lassen sich mit Sandwichelementen ohne Solarzellen kombinieren (vgl. Abbildung 4).

3.3.9 Kunststoffdachbahnen

Für Flachdächer und gekrümmte Dachflächen bieten sich mit flexiblen Dünnschichtzellen beschichtete Kunststoffdachbahnen an. Diese können entlang der Bahnenränder mit Setz- und Heißluft-Schweißmaschinen bearbeitet werden und werden wie gewöhnliche Dach- und Dichtbahnen auf herkömmlichen Flachdachaufbauten verlegt. Aufgrund ihres geringen Gewichts eignen sie sich auch gut für die Sanierung von Flachdächern.

3.3.10 Aufständering

Zur Erzielung eines günstigeren Neigungswinkels werden auch bei Neubauten auf Flachdächern häufig aufgeständerte PV-Systeme installiert. Nach Möglichkeit wird dabei auf eine Durchdringung der Dachhaut verzichtet. Es kommen Profil- und Wannensysteme zur Anwendung, die durch Beschweren mit Betonsteinen, Kiesschüttung oder auch mit Dachsubstrat von Gründächern gegen Windlasten gesichert werden können. Bei Metaldächern werden Montagesysteme für PV-Module häufig auch direkt an der Dachhaut befestigt.

3.3.11 Überkopfverglasungen

Semitransparente PV-Module lassen sich in Überkopfverglasungen von Lichtdächern, Wintergärten und Atrien oder auch in Vordächern und anderen Überdachungen integrieren. Die Solarzellen übernehmen hier meist auch Aufgaben des Sonnen- und Blendschutzes oder der Lichtstreuung. Je nach Anwendungsbereich kommen Isoliergläser oder Einfachverglasungen zum Einsatz. Der Glasaufbau muss dabei in jedem Fall den sicherheitstechnischen Anforderungen an Überkopfverglasungen genügen. Einfachgläser und die unteren Scheiben von Isolierverglasungen müssen aus Verbund-Sicherheitsglas bestehen oder mit Schutzvorrichtungen gegen das Herabfallen von Glasteilen ausgestattet sein. Die Verglasungen können in unterschiedlichem Neigungswinkel ausgeführt sein, dieser sollte 15° jedoch nicht unterschreiten. Je flacher die Verglasungen sind, desto größer werden auch die Risiken der Verschmutzung der Außenflächen und der Kondenswasserbildung an der Innenseite.

3.4 Fassadenintegration

Aufgrund der ungünstigeren Neigung sind die Energieerträge von vertikalen fassadenintegrierten PV-Anlagen begrenzt. Bei exakter Südorientierung können auf einer vertikalen Fläche max. 70% der Energiegewinne einer optimal ausgerichteten Fläche erzielt werden. Fassadenintegrierte Photovoltaikmodule bilden jedoch einen Teil der Gebäudehülle und übernehmen neben der Stromproduktion verschiedene weitere Funktionen. Für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung müssen also auch die vermiedenen Kosten eingesparter Fassadenelemente berücksichtigt werden.

Je nach Aufbau sind PV-Module als Baumaterial vergleichbar mit Glasplatten oder Metallpaneelen. Sie eignen sich sehr gut dazu die Funktionen üblicher Fassadenbekleidungen aus Glas, Keramik, Naturwerkstein usw. zu übernehmen. Photovoltaikmodule können wie herkömmliche Fassadenmaterialien in unterschiedlichen Fassadenkonstruktionen zur Anwendung kommen.

3.4.1 Kaltfassaden

Kaltfassaden oder hinterlüftete Vorhangfassaden werden durch einen zweischaligen Aufbau charakterisiert. Die Fassadenbekleidung dient neben der Fassadengestaltung dem Witterungsschutz und ist durch eine Hinterlüftung von der Wärmedämmung und dem Tragwerk getrennt. Da der Wirkungsgrad von Solarzellen mit zunehmender Erwärmung abnimmt, eignen sich hinterlüftete Fassadenkonstruktionen sehr gut für den Einsatz von PV-Modulen. Die Verkabelung kann im Bereich der Wärmedämmung an der tragenden Wand entlang geführt werden.

3.4.2 Warmfassaden

Bei sogenannten Warmfassaden wird auf eine Hinterlüftungsebene verzichtet. Auch Warmfassaden eignen sich für den Einsatz von Photovoltaikelementen. Opake

Fassadenbereiche können mit PV-Modulen als Frontverkleidung und dahinter angeordneter Wärmedämmschicht ausgebildet werden. In lichtdurchlässigen und semitransparenten Bereichen kommen Isolierglas-Module zur Anwendung. Die einzelnen Solarzellen können dabei je nach Anordnung auch abschattende oder lichtstreuende Funktionen übernehmen.

Die fehlende Hinterlüftung bei Warmfassaden kann zu einer stärkeren Erwärmung der PV-Module und damit zu einer Leistungsverringerung führen (siehe auch Kapitel 4.2 Temperatur



und Hinterlüftung). Dünnschichtmodule weisen bei Erwärmung geringere Wirkungsgradverluste als Module mit kristallinen Solarzellen auf und eignen sich daher besonders gut für den Einsatz an Warmfassaden. Mittlerweile sind auf dem Markt auch wärmegeämmte Sandwich-Leichtbauelemente mit integrierten Dünnschicht-Laminaten erhältlich. Diese können etwa im Hallenbau den kompletten Fassaden- oder Dachaufbau übernehmen.

Abbildung 4: Sandwich-Leichtbauelemente mit integrierten Dünnschicht-Laminaten, ThyssenKrupp-Solartec® mono (Quelle: ThyssenKrupp Hoesch Bausysteme)

3.4.3 Doppelfassaden

Die äußere Hülle von Doppelfassaden eignet sich sehr gut für die Integration von Photovoltaikmodulen. Da ihr keine wärmedämmende Funktion zukommt, werden in der Regel einfache Sicherheitsglas-Module eingesetzt. Photovoltaikmodule können je nach Transparenz entweder nur im Brüstungsbereich oder auch vollflächig eingesetzt werden und gleichzeitig auch als Sonnenschutz fungieren. Durch den belüfteten Pufferraum kann außerdem eine übermäßige Erwärmung der Module und eine damit verbundene Leistungsverringerung vermieden werden.

3.4.4 Elementbauweise

Vorhangfassaden können als Warm- oder Kaltfassaden in einer Pfosten-Riegel-Konstruktion oder als Elementfassade ausgeführt werden. Beide Konstruktionsweisen eignen sich gut für den Einsatz von Photovoltaikmodulen in opaken und transparenten Fassadenbereichen. Bei der Elementfassade werden großformatige Fassadenelemente unter Werksbedingungen und mit hohem Automatisierungsgrad vorgefertigt. Diese werden auf der Baustelle nur noch in einem relativ einfachen Montageverfahren am Rohbau verankert. Beim Einsatz von Photovoltaikmodulen bieten Elementfassaden den Vorteil, dass die Montage der PV-Module mit sämtlichen Durchdringungen und Dichtungen unter kontrollierten Werksbedingungen erfolgt.

3.4.5 Pfosten-Riegel-Konstruktion

Bei Pfosten-Riegel-Fassaden werden einzelne Profile auf der Baustelle zu einer Rahmenkonstruktion zusammengefügt. Die senkrechten Pfosten werden meist an den Geschossdecken befestigt, während die horizontalen Riegel zwischen die senkrechten Pfosten gespannt werden. Anschließend wird die Rahmenkonstruktion mit Füllelementen wie Fixverglasungen oder Öffnungsflügeln, sowie wärme gedämmten Paneelen mit unterschiedlichen Fassadenbekleidungen geschlossen. Auf dem Markt sind standardisierte Pfosten-Riegel-Systeme für den Einsatz von PV-Modulen erhältlich. Die Profile sind dabei so aufgebaut, dass sie die Kabelführung direkt oder über Aufsatzschalen aufnehmen können.

3.4.6 Linienförmige Halterung

Die Befestigung von PV-Module kann wie auch bei anderen Fassadenelementen punkt- oder linienförmig, bzw. durch Verkleben erfolgen. Für eine linienförmige Halterung wird das Modul an mindestens zwei gegenüberliegenden Seiten durch Anpressleisten an die Unterkonstruktion (häufig Pfosten-Riegel Konstruktion) geschraubt. Dabei sollte auf die Verwendung möglichst flacher Profile geachtet werden, um eine Verschattung der Solarzellen zu vermeiden.

3.4.7 Struktural Sealant Glazing

Sollen von außen keine Rahmenprofile sichtbar sein, so können Glas-Glas-Lamine in einem zugelassenen Verklebungsbetrieb auf einen Tragrahmen geklebt und anschließend auf der Baustelle an die Unterkonstruktion montiert werden. Auf diese Weise erzeugte Ganzglasfassaden werden auch als Struktural Sealant Glazing (SSG) bezeichnet. Struktural Sealant Glazing eignet sich sowohl für Kalt- als auch für Warmfassaden und wird häufig mit einer Pfosten-Riegel Konstruktion als Unterkonstruktion ausgeführt. Die Integration von Photovoltaik-Elementen in SSG-Fassaden ist vorteilhaft. Durch die fehlenden außenliegenden Profile wird eine Modulverschattung verhindert, und bei der Verklebung der Module im Betrieb erfolgt auch die Verkabelung unter kontrollierten Bedingungen.

3.4.8 Punkthalterung

Auch durch eine Punkthalterung kann eine Eigenverschattung bei PV-Modulen vermieden und der optische Eindruck einer rahmenlosen Ganzglasfassade erzeugt werden. Punkthalterungen werden entweder in den Fugen angesetzt oder in Glasbohrungen befestigt. Für Punkthalterungen in Bohrungen müssen Sondermodule verwendet werden, da Gläser von Standardmodulen nicht mechanisch bearbeitet werden können. Punkthalterungen können mit versenktem oder aufgesetztem Kopf, oder bei Glas-Glas-Modulen auch mit von außen unsichtbaren Hinterschnittdübeln ausgeführt werden. Für Punkthalterungen in der offenen Fuge von Kaltfassaden können Standardmodule eingesetzt werden. Dabei kommen unterschiedliche Clip- und Klemmsysteme in der Fuge oder an den Modulecken zur Anwendung.

3.5 Sonnenschutz- und Beschattungseinrichtungen

Da Sonnenschutz- und Beschattungseinrichtungen genau wie Solarzellen eine optimale Orientierung zur Sonne erfordern, bieten sie sich für die Integration von PV-Elementen an.

3.5.1 Sonnenschutzlamellen

Als außenliegende Sonnenschutzeinrichtung bei Glasfassaden kommen häufig horizontale oder vertikale Lamellen aus Holz, Metall oder Kunststoff zum Einsatz. Diese lassen sich leicht durch geeignete Photovoltaikmodule ersetzen, wobei unbedingt auf die Vermeidung einer gegenseitigen Verschattung zu achten ist.

Die Unterkonstruktion der Verschattungseinrichtung muss so beschaffen sein, dass sie die großen an der Fassade auftretenden Windlasten aufnehmen kann und die Wartung und Reinigung des Photovoltaik-Systems und der Fassade ermöglicht.

Durch einen ausreichenden Abstand zur Fassade wird eine gute Belüftung der Module gewährleistet. Vergrößert man den Abstand weiter, so lassen sich zwischen Fassade und Sonnenschutzeinrichtung Reinigungs- und Wartungsstege unterbringen. Die vor der Fassade liegende Sonnenschutzkonstruktion kann den Austausch von Verglasungen und Fassadenelementen behindern, wodurch ein spezielles Austauschkonzept erforderlich wird.

3.5.2 Bewegliche Sonnenschutzlamellen

Bewegliche Lamellen ermöglichen nicht nur die Optimierung des Sonnenschutzes sondern auch des Solarstromertrags. Meist werden dazu mehrere Lamellen auf einer Unterkonstruktion zusammengefasst und mit einer gemeinsamen Schubstange geführt. Diese ein- oder zweiachsig beweglichen Verschattungssysteme können manuell bedient oder automatisiert der Sonne nachgeführt werden. Bei nachgeführten Systemen kommen computergesteuerte Elektromotoren oder solar gesteuerte Thermohydrauliksysteme zur Anwendung.

3.5.3 Großflächige Verschattungseinrichtungen

Neben kleinteiligen Lamellensystemen bieten sich auch großflächige Verschattungselemente für die Integration von Photovoltaikmodulen an. Diese können für Fensterreihen, oder gar als Sonnenschutz für mehrere Geschosse ausgelegt sein. Sie können ebenso wie Lamellensysteme feststehend oder beweglich montiert sein und sogar auch der Sonne nachgeführt werden.

3.5.4 Markisen und Sonnensegel

Ein vorstellbarer Einsatzbereich für flexible Dünnschichtzellen sind aufrollbare Sonnensegel und Markisen mit integrierten PV-Systemen. Geeignete Produkte sind derzeit noch nicht auf dem Markt erhältlich, wurden von Herstellern jedoch angekündigt.

3.5.5 Fensterläden

Bereits auf dem Markt verfügbar sind Solar-Fensterläden als Schiebe- oder Klappläden, wobei die Klappläden so konstruiert sind, dass die PV-Module mit der solar aktiven Seite im geöffneten sowie im geschlossenen Zustand nach außen orientiert sind. Die solaren Fensterläden erfüllen neben der Stromproduktion Funktionen wie Sonnenschutz oder Verdunkelung, Sichtschutz und Einbruchschutz. Als Klappläden eignen sie sich auch für den Einsatz im denkmalpflegerischen Bereich.

3.6 Weitere Möglichkeiten der Gebäudeintegration

3.6.1 Vordächer

Neben dem Sonnenschutz bieten Vordächer auch Schutz vor Regen und Schnee. Sie kommen bei Eingangsbereichen, vor Schaufenstern und zur Überdachung von Terrassen oder Balkonen zum Einsatz und stellen einen geeigneten und sehr beliebten Bereich für die Integration von Photovoltaikelementen dar. Meist kommen hier semitransparente Glas-Glas-Module oder auch Glas-Folien-Lamine zur Anwendung. Sicherheitstechnische Anforderungen an Überkopfverglasungen müssen erfüllt werden (siehe auch Kapitel 3.3 Überkopfverglasungen).

3.6.2 Geländer und Brüstungen

Im Brüstungsbereich von Balkonen, Terrassen und Laubengängen lassen sich Photovoltaikmodule als Sichtschutz und zur Absturzsicherung einsetzen. Dienen die PV-Elemente selbst der Absturzsicherung, so dürfen ausschließlich Verbundsicherheitsglasmodule zum Einsatz kommen. Auf dem Markt sind bereits verschiedene horizontale oder geneigte Geländerkonstruktionen für den Einsatz mit VSG-Standardmodulen erhältlich.

3.6.3 Sonstiges

Neben der Gebäudeintegration stellt die Integration von Photovoltaikelementen in verschiedene sonstige bauliche Anlagen ein großes Potential dar. So wurden etwa bereits Lärmschutzwände mit integrierten Photovoltaik-Generatoren ausgeführt und Bahnsteigüberdachungen, Wartehäuschen oder Telefonzellen mit PV-Elementen versehen. Auch Parkhäuser, Carports oder Tankstellenüberdachungen, sowie alle Arten von Überdachungen können Flächen für die Erzeugung von Solarstrom bieten.

4 Planungsgrundlagen

4.1 Der Planungsprozess

Die größte Herausforderung bei der Planung gebäudeintegrierter Photovoltaikanlagen liegt darin sowohl architektonisch anspruchsvolle, als energetisch-technisch und wirtschaftlich optimierte Lösungen zu finden. Dazu ist es sinnvoll den PV-Fachplaner oder Installateur möglichst früh in den Planungsprozess mit einzubeziehen.

Die unterschiedlichen Aufgabenbereiche im Planungsprozess lassen sich den beteiligten Personen folgendermaßen grob zuordnen:

	Architekt / Bauherr	Fachplaner / Installateur
Lage und Ausrichtung des Gebäudes, Dachorientierung und Neigung (Neubau)	✓	
Anlagendesign, Auswahl von Zellmaterial, Modultyp und Modulgröße	✓	
Art der Befestigung und Grad der baulichen Integration	✓	✓
Montagesystem und Materialwahl		✓
Anordnung der Module	✓	✓
Lage und Zuordnung der Stränge		✓
Verschaltungs- und Wechselrichterkonzept		✓
Anschlüsse		✓
Leitungsführung	✓	✓
Statik, Dach- und Fassadenanschlüsse, erforderliche Deckendurchbrüche	✓	
Blitz und Überspannungsschutz		✓
Installationsort für Wechselrichter, Zählerschrank, ...	✓	✓
bei vorgesehener PV-Eigenstromnutzung: voraussichtlicher Stromverbrauch am Tag	✓	
Investitionsvolumen und Wirtschaftlichkeit	✓	
Energieertragsoptimierung		✓

Tabelle 7: Zuordnung der unterschiedlichen Aufgabenbereich im Planungsprozess für gebäudeintegrierte PV-Anlagen (in Anlehnung an Haselhuhn 2010, S. 36f)

Ein über seine Aufgabenbereiche hinausreichendes Grundlagenwissen kann Architekten und Bauherren die Kommunikation mit dem Fachplaner erleichtern.

4.2 Grundlagen der gebäudeintegrierten Photovoltaik

4.2.1 Die Sonne als Energiequelle

An der Oberfläche der Erdatmosphäre beträgt die Einstrahlungsleistung der Sonne bei senkrechtem Auftreffen der Solarstrahlung durchschnittlich 1367 Watt pro m^2 . Dieser Mittelwert wird auch als Solarkonstante bezeichnet. Auf dem Weg durch die Erdatmosphäre wird das Sonnenlicht von Luftmolekülen, Wassertröpfchen und Aerosolen reflektiert, absorbiert und gestreut, wodurch sich die Strahlungsintensität vermindert und die spektrale Zusammensetzung des Lichts verändert. An klaren Tagen erreicht die Einstrahlung zur Mittagszeit auf der Erdoberfläche, relativ unabhängig vom Standort, Spitzenwerte von maximal 1000 W/m^2 . Dieser Wert wird auch zur Bestimmung der Nennleistung von Photovoltaikmodulen herangezogen (siehe Kapitel 4.3.2).

Das auf der Erde auftreffende Sonnenlicht setzt sich aus einem diffusen und einem direkten Strahlungsanteil zusammen. Die Summe aus direkter und diffuser Strahlung bezeichnet man auch als Globalstrahlung. Je nach Einstrahlungswinkel der Sonne und Bewölkungszustand kann die Globalstrahlung in Höhe und Zusammensetzung sehr unterschiedlich sein. Bei klarem Wetter ist der Anteil der Direktstrahlung höher, während an bewölkten oder trüben Tagen der Diffuse Strahlungsanteil überwiegt. Die Strahlungsintensität kann an solchen Tagen auf unter 100 W/m^2 absinken. Die meisten Photovoltaikzellen nutzen sowohl die diffusen als auch die direkten Strahlungsanteile.

Summiert man die Sonneneinstrahlung über ein Jahr, so erhält man die jährliche Globalstrahlungssumme in $\text{kWh/m}^2\text{a}$. Diese ist abhängig vom Sonnenstandsverlauf und den Witterungsverhältnissen und kann daher je nach Standort sehr stark abweichen. In einigen Wüstenregionen kann sie Werte bis zu $2500 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ erreichen. In Österreich liegt die jährliche Globalstrahlung auf horizontaler Fläche im Durchschnitt bei etwa $1100 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, auch hier sind jedoch große Unterschiede erkennbar. So liegt das solare Strahlungsangebot im Westen und Süden Österreichs deutlich höher, was auf die alpine Topografie und die durchschnittlich geringere Wolken- und Hochnebelbedeckung in diesen Regionen zurückzuführen ist (siehe Abbildung 5 und Abbildung 6).

Eine Übersicht zu Begrifflichkeiten der Solarenergie bietet die Norm Sonnenenergie Vokabular (EN ISO 9488:1999).

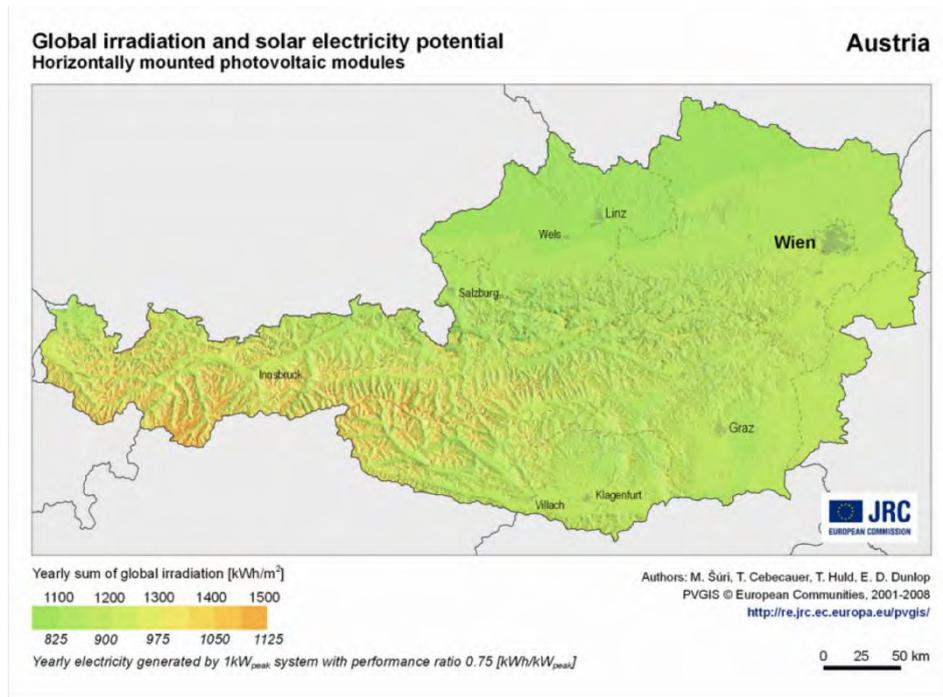


Abbildung 5: Jährliche Globalstrahlungssummen und solares Stromerzeugungspotential auf horizontaler Fläche in Österreich (Quelle: PVGIS European Communities, gefunden unter: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_AT.png, abger. am 11.11.2010)

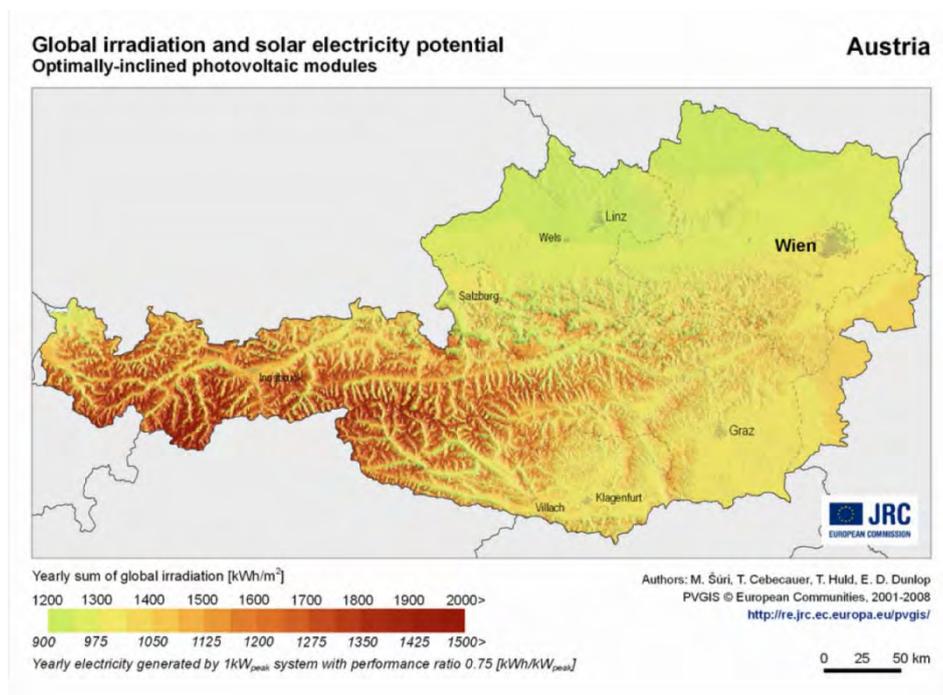


Abbildung 6: Jährliche Globalstrahlungssummen und solares Stromerzeugungspotential auf optimal orientierter Fläche in Österreich (Quelle: PVGIS European Communities, gefunden unter: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_opt/pvgis_solar_optimum_AT.png, abger. am 11.11.2010)

4.2.2 Standort und Gebäude

Bei der Wahl des Standortes für einen PV-Generator spielen die Verschattungsfreiheit und die Ausrichtung zur Sonne entscheidende Rollen. Bei bestehenden Gebäuden beschränken sich die Möglichkeiten der PV-Integration ohnehin auf die bereits vorhandenen Dach und Fassadenflächen, aber auch bei Neubauten sind die Möglichkeiten in der Regel in Abhängigkeit von standortbezogenen und baurechtlichen Einschränkungen begrenzt. Bei einem Gebäude in dichter städtischer Bebauung wird sich die PV-Gebäudeintegration schwieriger gestalten als bei frei stehenden Bauwerken auf großen Grundstücken, dabei werden sich auch unterschiedliche technische und gestalterische Lösungen anbieten. Aber auch topografische und lokalklimatische Begebenheiten können einen Einfluss auf die Eignung des Standortes zur PV-Integration haben. Letztlich müssen für jedes Gebäude in Abhängigkeit von den jeweiligen Standortbedingungen und den speziellen Nutzeranforderungen die Potentiale zur PV-Integration überprüft und individuelle Gesamtlösungen entwickelt werden.

4.2.3 Orientierung und Neigung

Je flacher der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen auf eine Fläche ist, desto geringer sind die auf ihr erzielbaren Strahlungsgewinne. Zum einen verteilt sich die eintreffende Strahlung bei flachem Einstrahlungswinkel auf eine größere Fläche, zum anderen nehmen auch die Reflexionsverluste zu, je flacher die Strahlung auf eine Oberfläche auftrifft. Flächen die senkrecht zur bevorzugten Einfallsrichtung der Sonnenstrahlung stehen, ermöglichen daher die höchsten Energiegewinne.

Da die höchsten Sonneneinstrahlungen im Sommer anfallen, können über das Jahr gerechnet die höchsten Leistungen auf südorientierten Flächen (nördliche Erdhalbkugel) mit einer gleichzeitigen Neigung von etwa dem Breitengrad minus 20° erzielt werden. In Österreich entspricht das einem optimalen Neigungswinkel von 25° bis 30° .

Im Gegensatz zu frei stehenden Photovoltaik-Anlagen ist eine optimale Ausrichtung bei gebäudeintegrierten PV-Generatoren nicht immer möglich. Mit Hilfe von Einstrahlungsdiagrammen lässt sich die Abnahme der Sonneneinstrahlung bei unterschiedlichen Neigungen und Orientierungen im Vergleich zur idealen Ausrichtung feststellen. Dabei zeigt sich, dass die Abweichung vom Einstrahlungsoptimum bei einer Neigung zwischen 15° und 45° und einer Orientierung von Südost (135°) bis Südwest (225°) sehr gering ist. Auch horizontale Flächen und nach von Südosten bis Südwesten orientierte vertikale Flächen können für die Integration von PV-Generatoren geeignet sein, wobei bei horizontalen Flächen und Neigungswinkeln unter ca. 12° auch Verluste durch Schmutzablagerungen und Schneeüberdeckung berücksichtigt werden müssen.

		Neigung						
		90°= vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	40%	52%	63%	73%	82%	89%	93%
	105°	44%	57%	68%	78%	86%	91%	93%
	120°	47%	61%	73%	82%	89%	93%	93%
	135°	51%	65%	77%	87%	93%	95%	93%
	150°	53%	68%	81%	90%	96%	96%	93%
	165°	56%	71%	84%	93%	98%	98%	93%
	180°= süd	58%	74%	87%	95%	99%	99%	93%
	195°	59%	75%	87%	96%	100%	99%	93%
	210°	60%	75%	87%	96%	100%	99%	93%
	225°	60%	74%	86%	94%	98%	98%	93%
	240°	58%	71%	83%	92%	96%	97%	93%
	255°	55%	68%	79%	88%	93%	95%	93%
	270°= west	50%	63%	74%	83%	90%	93%	93%
Standort: Wien (Länge 16°21'28", Breite 48°15'00", Seehöhe 198 m)								
		Neigung						
		90° = vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	44%	56%	67%	77%	86%	92%	95%
	105°	47%	60%	71%	81%	89%	93%	95%
	120°	50%	63%	75%	85%	92%	95%	95%
	135°	53%	67%	79%	89%	95%	97%	95%
	150°	55%	70%	83%	92%	97%	98%	95%
	165°	57%	72%	85%	94%	99%	99%	95%
	180°= süd	59%	74%	86%	95%	100%	100%	95%
	195°	59%	74%	87%	96%	100%	100%	95%
	210°	59%	74%	86%	95%	99%	99%	95%
	225°	58%	72%	84%	93%	98%	98%	95%
	240°	56%	69%	81%	90%	96%	97%	95%
	255°	53%	66%	77%	86%	93%	96%	95%
	270°= west	49%	61%	72%	82%	89%	94%	95%
Standort: Mallnitz (Länge 13°10'38", Breite 46°58'55", Seehöhe 1185 m)								

Abbildung 7: Einstrahlungsdiagramme für die Standorte Wien und Mallnitz, erzeugt mit halbsynthetischen Klimadaten auf Basis langjähriger Klimadaten (1978-2007). Die Einstrahlungsdiagramme der beiden Standorte weichen geringfügig voneinander ab.

Unter bestimmten Bedingungen kann es auch sinnvoll sein mit der Ausrichtung des PV-Generators von der Idealorientierung abzuweichen. Etwa dann wenn der erzeugte Strom einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage am Standort direkt genutzt und nur der Überschuss in das Stromnetz eingespeist wird (siehe Kapitel 4.2.8 Netzeinspeisung und Inselssysteme). In diesem Fall kann es wirtschaftlicher sein das PV-System nicht auf einen maximal erzielbaren Jahresertrag zu optimieren, sondern es so auszulegen, dass sich die produzierten Energiegewinne im tages- und jahreszeitlichen Verlauf möglichst weit mit dem Stromverbrauch der Nutzer decken.

4.2.4 Verschattungsfreiheit

Neben geeigneter Orientierung und Neigung ist die Verschattungsfreiheit eine weitere Grundvoraussetzung für die Auswahl von Flächen zur PV-Integration. Verschattungen können unterschiedlich verursacht werden (siehe dazu auch das Kapitel Verschattung im Entwurfsleitfaden Solarthermie). Auch temporäre Verschattungen durch Verschmutzungen, Laub oder Schneeabdeckung können zu Leistungseinbußen führen.

Die Eignung von Flächen und Gebäuden für die PV-Integration lässt sich in einem ersten Schritt mit einfachen 3D-Modellen und Sonnenbahnanalysen einstufen. Dazu sind Informationen über die Gebäudekubatur, sowie Größe und Entfernung der schattenwerfenden Objekte erforderlich. Detailliertere Analysen werden vom Fachplaner mit Hilfe von spezielle Geräten und Software durchgeführt.

Je näher ein schattenwerfendes Objekt liegt, desto negativer ist seine Wirkung. Zur Vermeidung von Selbstverschattungen können in der Planungsphase einfache Strategien befolgt werden:

Planungsstrategien zur Vermeidung von Eigenverschattung:

- Bei Dachintegration: Anordnung von Dachaufbauten wie Aufzugsüberfahrten, Wassertanks, Kaminen, Lüftungsschächten, u.s.w im Norden
 - Bei Fassadenintegration: Vermeidung von Gebäudevorsprüngen und räumlicher Gliederung der Südfassade (Erker, auskragende Balkone,...), Anordnung von Stiegenhäusern im Norden
 - Einsatz möglichst flacher Modulhalterungen und -profile
 - Pflanzungen in möglichst großem Abstand zu Photovoltaikfassaden oder niedrigen Dachanlagen, Bäume im Winter möglichst laubfrei zur Reduzierung des Schattenwurfs bei niedrigem Sonnenstand
 - Bei Flachdachaufständigung und Sheddächern: Berücksichtigung ausreichender Abstände zwischen den Modulreihen
-

Tabelle 8: Einfache Planungsstrategien zur Vermeidung von Eigenverschattungen (in Anlehnung an Roberts 2009, S. 36)

Zur Ermittlung des optimalen Abstands zwischen den einzelnen Modulreihen wird der Sonnenstand am 21.12. um 12 Uhr mittags herangezogen. Der Mindestabstand errechnet sich dann folgendermaßen (vgl. Konrad 2008, S. 56):

$$\frac{\text{Höhe der Modulreihe}}{\tan(\text{Sonnenstand am 21.12. um 12:00})}$$

wobei: Höhe = $\sin(\text{Modulneigungswinkel}) \times \text{Modulbreite}$

Formel 4.2.4-1

In Wien liegt der Sonnenstand am 21. Dezember mittags bei 18,5 °. Bei einem Neigungswinkel der Module von 30° sollt also zur optimalen Flächenausnutzung ein Abstand von 1,5 Mal der Modulbreite zwischen den Modulreihen eingehalten werden.

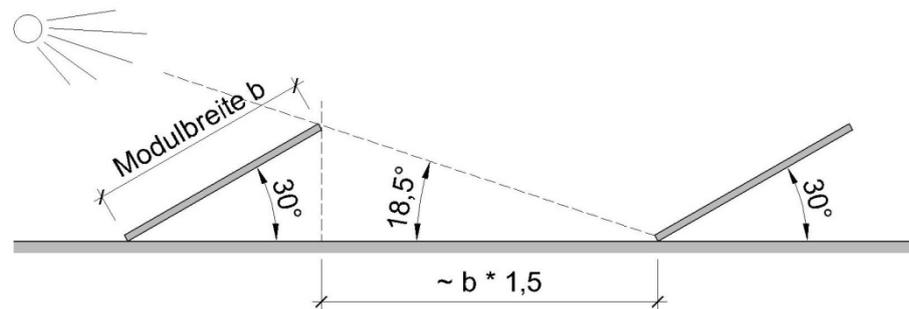


Abbildung 8: Abschätzung des Abstands zwischen den Modulreihen zur optimalen Flächennutzung bei 30° Modulneigung

4.2.5 Teilverschattung und Anschlusskonzepte

Sowohl die Zellen innerhalb eines Moduls, als auch die einzelnen Module eines PV-Generators werden meist zu einem Strang (auch String) in Reihe zusammengeschaltet, damit sich ihre Spannungen addieren können. Da inaktive Zellen oder Module in einem Strang wie elektrische Widerstände wirken und den Stromfluss behindern (siehe Kapitel 2.3.2 Bypass-Dioden), reagieren Module und Photovoltaikgeneratoren sehr empfindlich auf partielle Abschattungen. Ein ganzer Zell-, oder Modulstrang kann immer nur so viel Strom liefern wie sein schwächstes Einzelglied.

Lassen sich jedoch Teilverschattungen nicht vermeiden, so können die zu erwartenden Leistungsverluste durch eine gezielte Anordnung der Module und geeignete Verschaltungskonzepte minimiert werden. Treten etwa durch Schneelage oder bei aufgeständerten Modulreihen und Sheddächern Verschattungen im unteren Modulbereich auf, so ist es sinnvoll die Module so anzuordnen, dass die Strings waagrecht liegen. Bei Verschattung werden dann die unteren Zellreihen durch die Bypass-Diode überbrückt, und die Verluste werden, je nach Anzahl der Bypass-Dioden, auf die Hälfte oder ein Drittel reduziert.

Planungsgrundsätze zur Zoneneinteilung inhomogener Solarfelder:

- Zonen müssen so groß bemessen werden, dass eine möglichst hohe Spannung entsteht
 - Zonen sollten möglichst die gleiche Fläche (Modulanzahl) aufweisen, sodass der gleiche Wechselrichtertyp eingesetzt werden kann (Vereinfachung von Wartung und Austausch)
 - Module einer Zone sollten die gleiche Strahlungsmenge erhalten (gleiche Neigung und Ausrichtung)
 - verschattete Module sollten in einer Zone zusammengehalten werden (Verschattungsmuster berücksichtigen)
-

Tabelle 9: Grundprinzipien die bei der Einteilung von Solarfeldern in einzelne Zonen berücksichtigt werden sollten (nach Roberts 2009, S. 38.)

Bei der Gebäudeintegration werden Module häufig mit unterschiedlicher Orientierung und in unterschiedlichen Einbau- und Verschattungssituationen angeordnet, weshalb meist dezentrale Strangwechselrichterkonzepte zur Anwendung kommen (siehe auch Kapitel 2.3.3 Wechselrichter). Um wirtschaftliche Lösungen zu erzielen ist dazu eine sinnvolle Einteilung des Solarfeldes in einzelne Zonen erforderlich, wobei einige Grundprinzipien (siehe Tabelle 9) berücksichtigt werden sollten.

Durch diese erforderliche Zonengliederung wird die Gestaltungsfreiheit bei einigen Gebäuden möglicherweise eingeschränkt. Um lückenlose PV-Dach- oder Fassadenflächen zu erzielen werden daher in einigen Fällen sogenannte Blind- oder Dummymodule bzw. optisch angeglichene Dach-, oder Fassadenelemente eingesetzt.

4.2.6 Temperatur und Hinterlüftung

Die Leistung und somit auch der Wirkungsgrad von Solarzellen sinken mit zunehmender Zelltemperatur. Das Ausmaß dieses Effekts wird durch den Temperaturkoeffizienten in Prozent Leistungsänderung pro °C angegeben und ist bei unterschiedlichen Zelltypen unterschiedlich hoch. Bei kristallinen Zellen ist der Temperaturkoeffizient annähernd linear und beträgt etwa 0,4 bis 0,5 %/°C, während die meisten Dünnschichtmodule nur etwa halb so große Temperaturkoeffizienten aufweisen (siehe auch Tabelle 4, Seite 9).

Die Temperatur der Solarzellen hängt im eingebauten Zustand neben der Umgebungstemperatur und der Strahlungsstärke auch maßgeblich davon ab, wie gut die Wärme von den Modulen abgeleitet werden kann. Rückseitig gedämmte PV-Module können die Wärme fast ausschließlich über die Vorderseite abgeben und werden sich daher stärker erwärmen als hinterlüftete Module. Für möglichst niedrige Modultemperaturen und damit bessere Wirkungsgrade sollten also nach Möglichkeit großzügige Hinterlüftungsebenen (10 bis 15 cm) eingeplant und große Sorgfalt auf die Details zur Be- und Entlüftung gelegt werden.

	Leistungsreduktion [%]	Modultemperatur im Vergleich zur Umgebungstemperatur [K]
freie Aufstellung	±0,0	+ 22
Dachintegration großer Luftspalt (auf-Dach)	-1,8	+ 28
gute Hinterlüftung (auf-/in-Dach)	-2,1	+ 29
schlechte Hinterlüftung (auf-/in-Dach)	-2,6	+ 32
ohne Hinterlüftung (in-Dach)	-5,4	+ 43
Fassadenintegration gute Hinterlüftung	-3,9	+ 35
schlechte Hinterlüftung	-4,8	+ 39
ohne Hinterlüftung	-8,9	+ 55

Tabelle 10: Richtwerte für Erwärmung und Leistungsreduktion kristalliner Siliziummodule im Vergleich zu freistehenden Modulen bei unterschiedlichen Dach- und Fassadenkonstruktionen (Quelle: Roberts 2009, S. 40)

4.2.7 Leitungsführung und Wechselrichterraum

Im Bereich der Photovoltaikmodule, sowie zwischen den Modulen und dem Wechselrichter ist eine Gleichstromverkabelung erforderlich. Vom Wechselrichter fließt der Strom dann über ein normales Wechselstromkabel zum Einspeisezähler und in das Stromnetz. Abhängig vom Anschlusskonzept kann der Verkabelungsaufwand von PV-Anlagen sehr unterschiedlich sein.

Generatoranschlusskasten und Wechselrichter sollten möglichst nahe am Photovoltaikgenerator installiert werden, da so die teure und zu Verlusten neigende Gleichstromleitung kurz gehalten werden kann. Der optimale Aufstellungsort für Wechselrichter ist kühl, trocken, gut belüftet und möglichst nahe am PV-Generator. Die Abmessungen von Wechselrichtern variieren je nach Leistungsbereich. Für Stringwechselrichter kann jedoch ein Wandflächenbedarf von 0,5 bis 1 m² pro Wechselrichter angenommen werden.

4.2.8 Netzeinspeisung und Inselsysteme

Als Inselsysteme werden Energieversorgungssysteme bezeichnet, die nicht an ein übergeordnetes Energieverbundnetz gekoppelt sind. Solche Systeme benötigen in der Regel zusätzliche technische Komponenten (Laderegler und Batterie), sodass überschüssige Energie in Zeiten in denen mehr Strom produziert als verbraucht wird gespeichert werden kann. Inselsysteme sind wirtschaftlich jedoch nur dann sinnvoll, wenn ein Anschluss an ein übergeordnetes Stromverbundnetz unverhältnismäßig aufwendig oder technisch nicht möglich ist. In Österreich kommen Inselsysteme daher nur bei abgelegenen Berghütten oder ähnlichen Insellagen zur Anwendung.

In den meisten Fällen wird der erzeugte Strom einer gebäudeintegrierten PV-Anlage in das öffentliche Stromnetz eingespeist und vergütet. Da die erzeugte Energie so auf viele Verbraucher verteilt wird, kann in diesem Fall auf eine Pufferung oder Speicherung in diesem Fall verzichtet werden. Diese Form des Anlagenbetriebs wird auch als Netzeinspeisung oder netzparalleler Betrieb bezeichnet. Dabei lassen sich abhängig von der Anlagengröße und –konzeption, sowie von beanspruchten Fördermitteln zwei unterschiedliche Einspeisekonzepte unterscheiden.

Wird der gesamte erzeugte Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist, so spricht man auch von Volleinspeisung. Der eingespeiste Strom wird mit einem im Ökostromgesetz festgelegten geförderten Tarif vergütet, während die benötigte Energie zum Marktpreis aus dem Netz bezogen wird. Bei der Überschusseinspeisung wird der generierte Strom zunächst direkt am Standort verbraucht, und nur die Überschüsse werden zum Marktpreis in das Stromnetz eingespeist.

4.3 Begriffe und Kenngrößen

4.3.1 Spitzenleistung und Maximum Power Point (MPP)

Die Leistung eines PV-Moduls ergibt sich aus dem Produkt von Stromstärke und Spannung (Leistung [W] = Spannung [V] x Strom [A]). Das Zusammenwirken dieser beiden Größen wird mit Hilfe von Modulkennlinien veranschaulicht (vgl. Abbildung 9). Aus der Strom-Spannung-Kennlinie kann auch der Betriebspunkt mit der größten Leistung, der Maximum Power Point (MPP) abgelesen werden. Die Leistung im MPP wird als Spitzenleistung (P_{\max} oder P_{mpp}) bezeichnet und in Watt-Peak (W_p) angegeben.

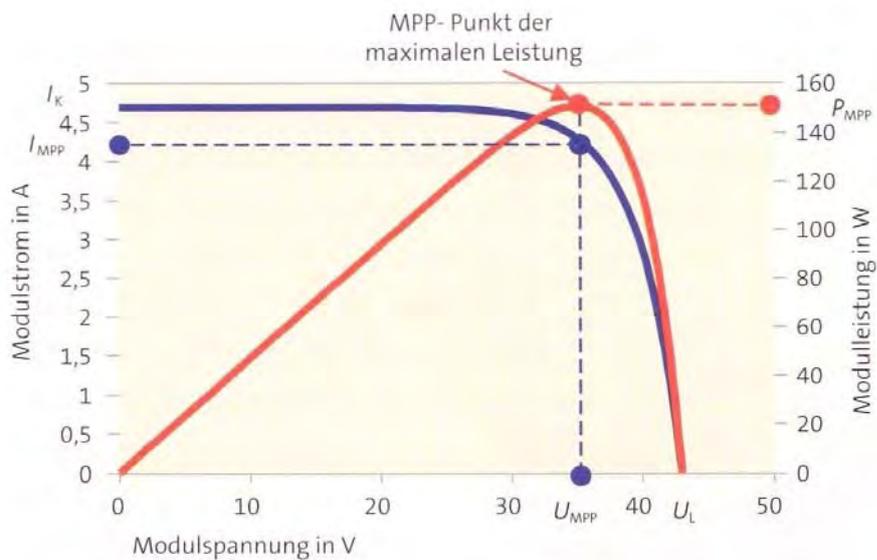


Abbildung 9: Kennlinie eines Standardmoduls mit 72 Zellen (Quelle: Haselhuhn 2010, S. 47)

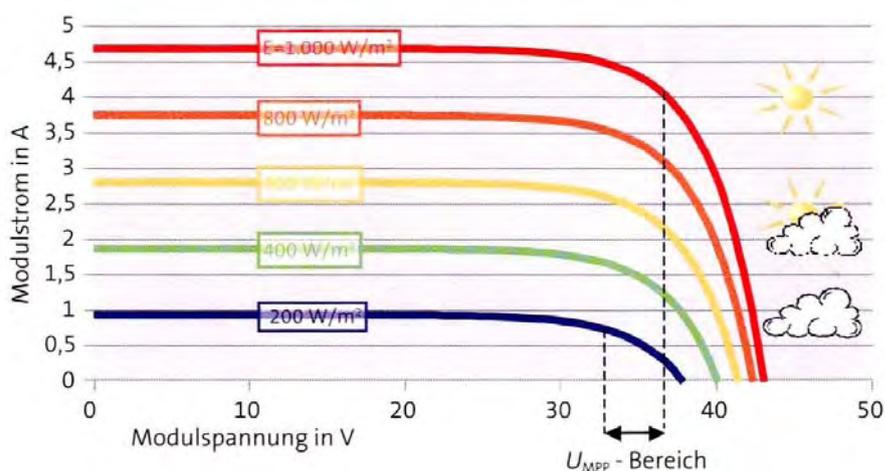


Abbildung 10: Modulkennlinien kristalliner Solarzellen bei unterschiedlichen Einstrahlungen (Quelle: Haselhuhn 2010, S. 48)

Während die Stromstärke direkt proportional mit der Einstrahlungsstärke zusammenhängt, wird die Spannung hauptsächlich durch die Modultemperatur beeinflusst. Mit zunehmenden Temperaturen sinkt die Spannung, wodurch auch die Modulleistung abnimmt.

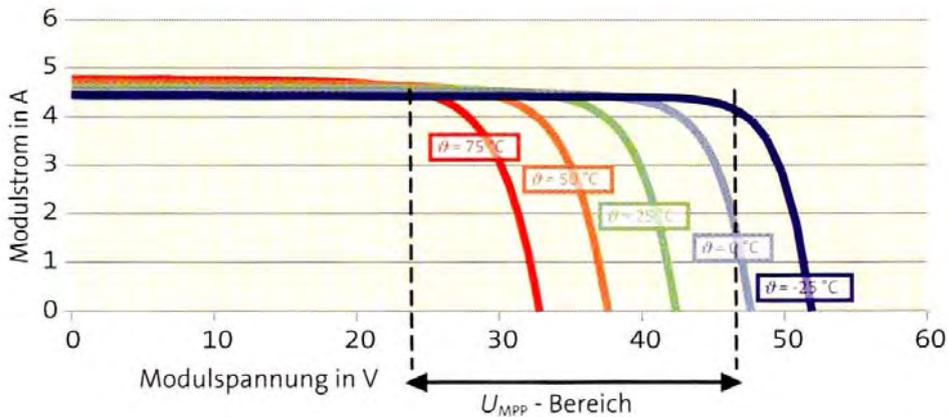


Abbildung 11: Modulkennlinien kristalliner Solarzellen bei unterschiedlichen Temperaturen (Quelle: Haselhuhn 2010, S 48)

4.3.2 Standardtestbedingungen (STC)

Die Leistung von PV-Zellen und Modulen wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Dazu gehören die Beleuchtungsstärke, die Temperatur, der Lichteinfallswinkel und die spektrale Verteilung des Lichts. Um die elektrischen Kennwerte unterschiedlicher Zellen und Module vergleichbar zu machen, wurden internationale Standardtestbedingungen (Standard-Test-Conditions, STC) festgelegt:

- 1000 W Bestrahlungsstärke normal zur Modulfläche
- AM 1,5 Norm-Lichtspektrum
- 25 °C Zelltemperatur

4.3.3 Nennleistung

Die Spitzenleistung eines Moduls oder Generators im Maximum Power Point und unter Standardtestbedingungen wird als Nennleistung (P_{max} oder P_{mpp}) in W_p angegeben. Diese unter Laborbedingungen erzeugten Spitzenleistungen werden in der Praxis jedoch so gut wie nie erreicht.

Neben der Nennleistung werden in Moduldatenblättern auch die dazugehörige MPP-Spannung (U_{mpp}) und der MPP-Strom (I_{mpp}), sowie die charakteristischen Maximalwerte Leerlaufspannung (U_{oc}) und Kurzschlussstrom (I_{sc}) aufgeführt. Die Nennwerte von PV-Modulen unterliegen produktionsbedingt gewissen Schwankungen. Diese werden als Leistungstoleranz in % angegeben und können bis zu $\pm 10\%$ betragen.

4.3.4 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis von erzeugter elektrischer Energie zur eingestrahlenen Lichtmenge an. Er berechnet sich also aus der elektrischen Leistung im Maximum Power Point, der solaren Einstrahlung und der Fläche des Moduls bzw. der Solarzelle.

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{A \times e}$$

Formel 4.3.4-1

η Wirkungsgrad
 P_{mpp} Leistung im Maximum Power Point in W
 A Modul-/ Zellenfläche in m²
 e Einstrahlungsstärke in W/m²

Der Wirkungsgrad ist keine feste Größe sondern abhängig von Faktoren wie der spektralen Lichtverteilung, der Strahlungsstärke und der Zelltemperatur. In Datenblättern wird daher der Nennwirkungsgrad unter Standardtestbedingungen (η_{STC}) angegeben.

$$\eta_{STC} = \frac{P_{mpp(STC)}}{A \times 1000 \text{ W/m}^2}$$

Formel 4.3.4-2

η_{STC} Wirkungsgrad unter Standardtestbedingungen
 $P_{mpp(STC)}$... Leistung im Maximum Power Point unter Standardtestbedingungen in W
 A Modul-/ Zellenfläche in m²

Der Wirkungsgrad eines gesamten Moduls (Modulwirkungsgrad) ist immer etwas geringer als der Zellwirkungsgrad. Dies ist einerseits durch die zusätzlichen Lichtreflexionen am Frontglas oder der Verkapselung und andererseits durch die nicht nutzbaren Zellzwischenräume in der Modulfläche bedingt.

Mit zunehmender Temperatur sinkt die Leistung und damit auch der Wirkungsgrad von Solarzellen. Solarzellen unterliegen außerdem einem durch die Lichteinstrahlung bedingten Alterungsprozess. Dieser wird als lichtinduzierte Degradation bezeichnet und führt zu einem Rückgang des Wirkungsgrades im Laufe der Betriebszeit.

4.3.5 Kilowattpeak (kW_p)

Um die Vergleichbarkeit von Modulen und Anlagen unterschiedlicher Wirkungsgrade zu gewährleisten, wird die Größe von PV-Anlagen in der Regel nicht über ihre Fläche (m²) sondern mit Hilfe ihrer Nennleistung in kW_p angegeben. Auch Kenngrößen wie Kosten oder spezifische Erträge werden zur besseren Vergleichbarkeit nicht auf die Fläche (pro m²) sondern auf die Leistung (pro kW_p) bezogen.

Für Architekten ist der Umgang mit dieser ungewohnten Größenangabe im Planungsprozess zunächst oft nicht ganz einfach. Aus Formel 4.3.4-2 lässt sich jedoch leicht der Zusammenhang

zwischen Fläche und Nennleistung in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad ablesen. Als Richtgröße für frühe Planungsphasen kann der Flächenbedarf unterschiedlicher Zelltypologien aus Tabelle 4 auf Seite 9 entnommen werden.

4.4 Dimensionierung

Im Gegensatz zu solarthermischen Anlagen für die Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung können netzgekoppelte Photovoltaikanlagen eigentlich kaum „zu groß“ dimensioniert werden. Je größer der Generator ist, desto höher ist auch der Ertrag der selbst genutzt oder in das Netz eingespeist werden kann. Die Größe des integrierten PV-Generators wird also von Faktoren wie der verfügbaren Fläche, den finanziellen Mitteln, gestalterischen Überlegungen, den Bedingungen des Energieversorgers zur Netzeinspeisung und im Hinblick auf das Thema Plusenergie auch durch den erwarteten Energieverbrauch des Nutzers bestimmt werden.

4.4.1 Jahresertrag

Der durchschnittliche Jahresertrag von dachintegrierten Photovoltaikanlagen liegt in Österreich bei rund 950 kWh/kW_p, jener von fassadenintegrierten Anlagen deutlich niedriger bei etwa 650 kWh/kW_p (Fechner 2007, S. 40). Der tatsächliche, sogenannte spezifische Ertrag eines PV-Generators ist jedoch von unterschiedlichsten Rahmenbedingungen abhängig und kann stark von diesen Werten abweichen.

Um schon in der Entwurfsphase abschätzen zu können ob und wie unter den gegebenen Standortbedingungen und Nutzungsanforderungen der Zielstandard Plusenergie erreichbar ist, kann eine grobe Abschätzung der erzielbaren Erträge anhand von Nomogrammen oder einfachen Dimensionierungstools hilfreich sein. Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die durchschnittlich erzielbaren PV-Erträge in kWh/m²a bei einem Modulwirkungsgrad von 11 % in Abhängigkeit von Neigung und Orientierung für verschiedene österreichische Standorte. Zur Berechnung dieser Werte wurden halbsynthetischen Klimadaten auf Basis langjähriger Klimadaten (1978-2007) herangezogen.

		Neigung						
		90°= vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	54,6	70,4	85,3	98,9	110,6	119,7	125,4
	105°	59,5	76,3	91,8	105,1	115,6	122,5	125,4
	120°	64,0	81,9	98,1	111,2	120,5	125,3	125,4
	135°	68,3	87,4	104,1	116,8	125,0	127,9	125,4
	150°	72,2	92,3	109,3	121,9	129,0	130,2	125,4
	165°	75,3	96,4	113,7	125,9	132,1	131,9	125,4
	180°= süd	78,0	99,4	116,8	128,5	134,2	133,1	125,4
	195°	80,0	101,2	118,0	129,8	135,0	133,6	125,4
	210°	81,0	101,5	118,0	129,4	134,7	133,4	125,4
	225°	80,4	100,0	116,1	127,3	132,9	132,4	125,4
	240°	77,9	96,5	112,1	123,6	129,9	130,8	125,4
	255°	73,7	91,4	106,6	118,3	125,9	128,5	125,4
270°= west	68,1	84,7	99,6	111,9	120,9	125,9	125,4	
Standort: Wien (Länge 16°21'28", Breite 48°15'00", Seehöhe 198 m)								
		Neigung						
		90°= vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	61,3	78,6	95,0	109,6	121,8	131,1	136,5
	105°	67,2	85,7	102,5	116,8	127,6	134,4	136,5
	120°	72,5	92,2	109,6	123,7	133,1	137,5	136,5
	135°	77,4	98,3	116,4	129,9	138,2	140,4	136,5
	150°	81,6	103,7	122,1	135,4	142,5	142,8	136,5
	165°	84,9	108,0	126,6	139,6	145,7	144,6	136,5
	180°= süd	87,4	110,8	129,5	142,0	147,6	145,7	136,5
	195°	88,9	112,0	130,5	142,8	148,1	146,0	136,5
	210°	89,2	111,5	129,4	141,7	147,1	145,4	136,5
	225°	87,5	108,9	126,3	138,5	144,6	144,1	136,5
	240°	83,9	104,1	121,2	133,7	140,8	141,9	136,5
	255°	78,8	97,9	114,4	127,3	135,8	139,2	136,5
270°= west	72,3	90,2	106,3	119,8	130,0	136,1	136,5	
Standort: Klagenfurt (Länge 14°20'00", Breite 46°39'00", Seehöhe 447 m)								
		Neigung						
		90°= vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	61,0	77,4	92,9	106,4	117,4	125,4	129,4
	105°	66,8	84,5	100,4	113,5	123,0	128,5	129,4
	120°	72,4	91,2	107,4	120,1	128,3	131,5	129,4
	135°	77,3	97,1	113,8	126,1	133,0	134,2	129,4
	150°	81,4	102,2	119,2	131,0	136,9	136,3	129,4
	165°	84,3	105,8	122,9	134,5	139,5	137,8	129,4
	180°= süd	86,0	107,8	124,9	136,3	140,9	138,6	129,4
	195°	86,5	108,0	125,0	136,2	140,9	138,5	129,4
	210°	85,6	106,4	123,1	134,4	139,4	137,7	129,4
	225°	82,8	102,8	119,2	130,7	136,5	136,1	129,4
	240°	78,4	97,4	113,6	125,5	132,4	133,8	129,4
	255°	72,9	90,8	106,5	119,0	127,4	131,1	129,4
270°= west	66,7	83,5	98,8	111,7	121,7	128,0	129,4	
Standort: Innsbruck (Länge 11°23'6", Breite 47°15'38", Seehöhe 577 m)								

Abbildung 12: Durchschnittlich erzielbare PV-Erträge (in kWh/m²a) an den Standorten Wien, Klagenfurt und Innsbruck bei einem Modulwirkungsgrad von 11% ($\eta = 0,11$) für unterschiedliche Orientierungen und Neigungen.

		Neigung						
		90°= vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	60,5	77,4	93,5	108,0	120,3	130,0	136,1
	105°	67,0	85,4	102,0	116,0	126,8	133,7	136,1
	120°	73,3	92,9	110,1	123,8	133,0	137,2	136,1
	135°	79,3	100,2	118,0	131,1	138,8	140,5	136,1
	150°	84,7	106,8	124,8	137,5	143,8	143,3	136,1
	165°	89,0	112,0	130,2	142,5	147,6	145,5	136,1
	180°= süd	92,2	115,6	133,8	145,6	150,0	146,7	136,1
	195°	94,1	117,2	135,2	146,6	150,7	147,1	136,1
	210°	94,2	116,5	134,0	145,4	149,7	146,6	136,1
	225°	91,1	113,3	130,4	141,9	147,0	145,1	136,1
	240°	87,4	107,7	124,5	136,5	142,7	142,7	136,1
	255°	81,2	100,4	116,8	129,3	137,1	139,7	136,1
	270°= west	73,6	91,7	107,7	121,0	130,7	136,2	136,1
Standort: Radstadt (Länge 13°27'00", Breite 47°23'00", Seehöhe 858 m)								

		Neigung						
		90°= vertikal	75°	60°	45°	30°	15°	0°= horizontal
Orientierung	90°= ost	53,6	68,5	82,5	94,9	105,1	112,5	116,4
	105°	57,6	73,4	87,8	100,0	109,1	114,8	116,4
	120°	61,4	78,0	92,7	104,7	112,9	116,9	116,4
	135°	64,9	82,3	97,5	109,1	116,4	118,9	116,4
	150°	68,0	86,1	101,5	112,8	119,3	120,5	116,4
	165°	70,3	89,0	104,5	115,6	121,5	121,7	116,4
	180°= süd	71,9	90,8	106,3	117,2	122,7	122,4	116,4
	195°	72,7	91,4	106,8	117,5	122,9	122,5	116,4
	210°	72,5	90,8	105,8	116,5	122,1	122,1	116,4
	225°	71,1	88,6	103,4	114,1	120,2	121,0	116,4
	240°	68,3	85,1	99,6	110,6	117,4	119,5	116,4
	255°	64,6	80,5	94,7	106,0	113,9	117,6	116,4
	270°= west	60,0	75,1	89,0	100,8	109,8	115,4	116,4
Standort: Mallnitz (Länge 13°10'38", Breite 46°58'55", Seehöhe 1185 m)								

Abbildung 13: Durchschnittlich erzielbare PV-Erträge (in kWh/m²a) an den Standorten Radstadt und Mallnitz bei einem Modulwirkungsgrad von 11% ($\eta = 0,11$) für unterschiedliche Orientierungen und Neigungen.

4.4.2 Wohngebäude

Für eine erste grobe Abschätzung des zu erwartenden Energiebedarfs in der Vorentwurfs- und Entwurfsphase von Wohngebäuden können Daten über den durchschnittlichen Stromverbrauch von Personen oder Haushalten herangezogen werden. Die Tatsache dass zum Erzielen einer ausgeglichenen oder positiven Energiebilanz besonders energieeffiziente Geräte und Systeme zum Einsatz kommen müssen, kann hier vorerst vernachlässigt werden, da sich in der Praxis auch gezeigt hat, dass Energieeinsparungen durch effiziente Geräte häufig durch die steigende Anzahl verwendeter Geräte wieder zunichte gemacht werden (Rebound-Effekt).

Der Stromverbrauch in Haushalten ist maßgeblich von der jeweiligen Haushaltsgröße abhängig. Je mehr Personen in einem Haushalt leben, desto effektiver werden die vorhandenen elektrischen Geräte genutzt. Dieser Effekt schwächt sich jedoch mit einer steigenden

Personenanzahl ab. Am Größten ist der Unterschied zwischen Ein- und Zweipersonenhaushalten (vgl. Tabelle 11). Neben der Haushaltsgröße wirken sich auch die Altersstruktur und berufliche Stellung (v.a. Selbständigkeit) der Haushaltsmitglieder, der Errichtungszeitraum des Gebäudes und andere Faktoren auf den durchschnittlichen Stromverbrauch aus.

Verwendungszweck	Durchschnittlicher Stromverbrauch im Jahr 2010 in kWh/Haushalt				
	1 Pers	2 Pers	3 Pers	4 Pers	> 4 Pers
Raumheizung	466	619	652	996	1004
Warmwasser	559	643	686	569	1004
Kochen	233	409	467	564	646
Kühlen & Gefrieren	468	626	747	723	951
Großgeräte	241	468	627	783	1005
Kleingeräte	116	212	214	239	267
Unterhaltungselektronik	246	348	417	409	452
Standby	160	200	255	299	321
Beleuchtung	281	379	492	526	772
Sonstige Verbraucher*	387	474	500	662	732
Diffuser Verbrauch	175	242	279	319	395
Gesamt	3.332	4.620	5.336	6.089	7.549

*Heizlüfter, Klimaanlage, Umwälzpumpen,...

Tabelle 11: Durchschnittlicher Stromverbrauch nach Verwendungszwecken für unterschiedliche Haushaltsgrößen in Österreich im Jahr 2010. (Quelle: Statistik Austria 2011)

4.4.3 Bürogebäude

Bei Büro- und Verwaltungsgebäuden können für eine erste grobe Abschätzung des zu erwartenden Strombedarfs Daten über den durchschnittlichen flächenbezogenen Stromverbrauch oder über den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Arbeitsplatz herangezogen werden.

Ohne Heizung und Lüftung liegt der Stromverbrauch in Bürogebäuden etwa zwischen 30 und 150 kWh/m²a, wobei ein Verbrauch von über 80 kWh/m²a bereits als sehr hoher spezifischer Stromverbrauch eingestuft werden kann (siehe Abbildung 14). Der größte Anteil am Stromverbrauch in Büros wird durch die Beleuchtung verursacht und ist dabei stark vom Tageslichtangebot abhängig.

Der durch die Kühlung verursachte Primärenergiebedarf liegt etwa zwischen 65 kWh/m²a bei alten und 10 kWh/m²a bei neuen Bürogebäuden. In optimierten Gebäuden kann der Kühlenergieverbrauch durch architektonische Maßnahmen, die Senkung der internen Lasten, effiziente Geräte, die Nutzung von Grundwasser und Boden sowie durch „free cooling“ auf bis zu 3 kWh/m²a gesenkt werden (vgl. Bayer et al. 2011, S.19).



Abbildung 14: Flächenbezogener Stromverbrauch in Bürogebäuden (Quelle: O.Ö. Energiesparverband 2010)

In einer Studie mit 24 Bürobetrieben im Jahr 2004 kam Lummerstorfer auf einen mittleren Stromverbrauch von 2.059 kWh/Mitarbeiter (inkl. Kühlung falls vorhanden), wobei die Bandbreite zwischen etwa 500 und knapp 4.000 kWh/Mitarbeiter sehr stark schwankt.

4.5 Wirtschaftlichkeit

4.5.1 Investitionen

Die erforderlichen Aufwendungen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen setzen sich aus den Kosten für Module und Wechselrichter, den Kosten für weitere Bauteile wie Unterkonstruktionen, elektrische Komponenten und Leitungsführungen, sowie den Kosten für die Planung, Genehmigung und Errichtung zusammen. Da die PV-Module in der Regel den größten Teil der Investitionskosten ausmachen (50 – 70%), lässt sich die Höhe der Investitionskosten stark durch die Wahl der Modulart und die Entscheidung zwischen Standard- und Sondermodulen beeinflussen. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gebäudeintegrierter Photovoltaik müssen die Kosteneinsparungen durch die ersetzten Materialien sowie Synergieeffekte bei der Planung und Errichtung berücksichtigt werden.

Generell nehmen die spezifischen Kosten von PV-Anlagen mit zunehmender Größe der Anlage ab (vgl. Abbildung 15). Dieser Effekt ist durch die sinkenden Modulpreise bei größeren Abnahmemengen, durch die mit höheren installierten Leistungen sinkenden spezifischen Wechselrichterkosten und durch die sonstigen spezifischen Kosten für die elektrischen Einrichtungen, die Planung, usw. bedingt (Kaltschmitt 2009, S.186). Im Leistungsbereich von 1 bis 100 kW_p ist die Kostendegression besonders stark. Die spezifischen Investitionskosten für Photovoltaikanlagen (ohne Planungs- und Genehmigungskosten) liegen für Österreich mit Stand 2010 im Bereich von ca. 3.500 bis 4.500 €/kW_p (Bleiberschnig 2010, S.33).

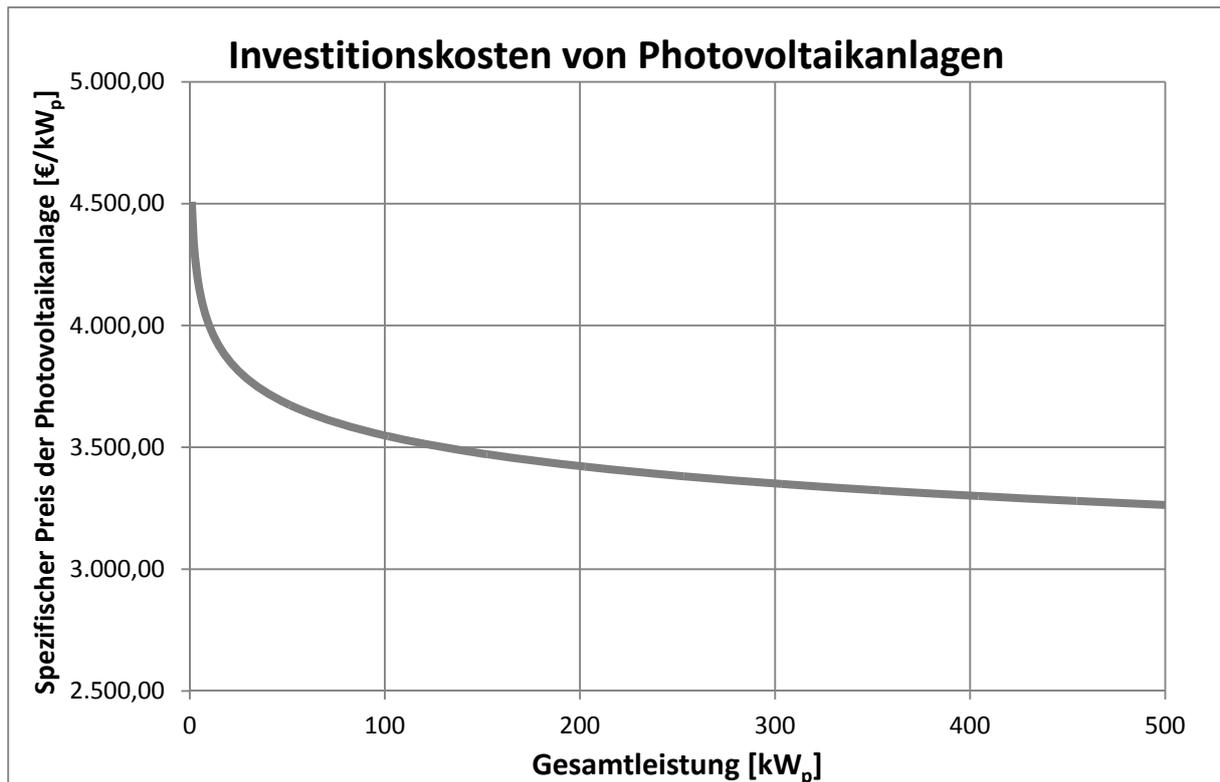


Abbildung 15: Investitionskosten von Photovoltaikanlagen (Modul-, Wechselrichter-, Konstruktions-, Montage-, Kleinmaterial- und Netztrennungskosten) in Abhängigkeit von der Gesamtleistung (nach Bleiberschnig 2010, S.33)

4.5.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten von PV-Anlagen setzen sich aus Versicherungskosten, Kosten für Wartung und Instandhaltung und den Kostenrückstellungen für etwaige Reparaturen zusammen. Auch hier ist eine Kostendegression mit zunehmender Anlagengröße erkennbar (vgl. Abbildung 16). Aktuell liegen die zu erwartenden Wartungs- und Betriebskosten in Österreich je nach Anlagengröße zwischen 22 und 28 €/kW_pa (Bleiberschnig 2010, S.37).

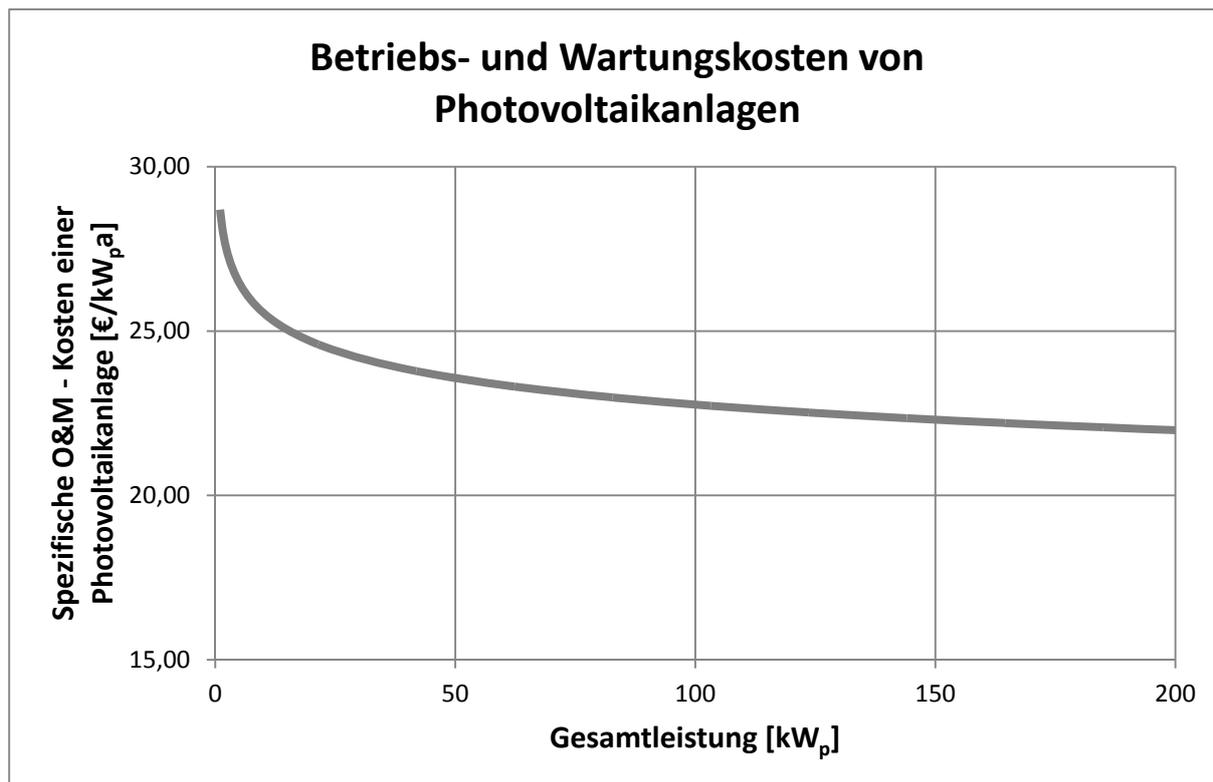


Abbildung 16: Wartungs- und Betriebskosten von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit von der Gesamtleistung der Anlage bei einer angenommenen Betriebsdauer von 20 Jahren und einer berücksichtigten Indexsteigerung von 2,5 %/a (nach Bleiberschnig 2010, S.36)

4.5.3 Förderungen

Abhängig vom jeweiligen Bundesland und der Anlagengröße sind in Österreich unterschiedliche Förderungen möglich. Dabei wird zunächst zwischen Investitions- und Tarifförderungen unterschieden. Zu beachten ist, dass immer nur eine der beiden Fördervarianten in Anspruch genommen werden kann.

Tarifförderungen werden bundesweit einheitlich durch das Ökostromgesetz geregelt und sind nur bei Anlagen ab 5 kW_p Leistung möglich. Die Tariflaufzeit beträgt volle 13 Jahre, wobei die Höhe der Einspeisetarife jährlich durch Verordnung (Ökostromverordnung) festgelegt wird. Die höchsten Einspeisetarife werden für Anlagen mit Leistungen zwischen 5 und 20 kW_p vergeben, die ausschließlich an Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind.

Investitionsförderungen kommen hauptsächlich für Anlagen mit Leistungen unter 5 kW_p zur Anwendung. Neben den bundesweiten Förderungen gibt es hier je nach Bundesland verschiedene Förderprogramme, in denen unterschiedliche Anlagenmindestgrößen und förderbare Obergrenzen festgelegt sind.

Wird eine Tarifförderung in Anspruch genommen, so ist eine Volleinspeisung wirtschaftlich vorteilhaft, während der Strom bei einer Investitionsförderung zum Marktpreis vergütet wird und daher eine Überschusseinspeisung wirtschaftlicher ist. Die Art der Förderung hat also auch

einen indirekten Einfluss auf die Gestaltung und Konzeption der Photovoltaikanlage (siehe Kapitel 4.2 Orientierung und Neigung bzw. Netzeinspeisung und Inselsysteme).

Aktuelle Informationen zu Fördermöglichkeiten von PV-Anlagen in Österreich finden sich auf der Homepage des Bundesverbandes Photovoltaic Austria www.pvaustria.at.

4.5.4 Amortisation

Die wirtschaftliche Amortisationszeit von Photovoltaikanlagen kann sehr unterschiedlich sein. Sie ist von den jeweiligen Investitions- und Betriebskosten, den tatsächlichen Erträgen sowie der Art der Einspeisung und dem Einspeisetarif abhängig.

4.6 Ökologie

4.6.1 Ökobilanz

Photovoltaik ermöglicht eine sehr umweltfreundliche Stromerzeugung, ohne Emission von Lärm oder Schadstoffen und mit geringem Wartungsaufwand. Der Nachteil des relativ großen Flächenbedarfs kann durch die Gebäudeintegration und die Nutzung bestehender Infrastrukturen ausgeglichen werden.

Die Herstellung und Errichtung von Photovoltaikgeneratoren ist jedoch mit einem gewissen Material- und Energieaufwand und daraus resultierenden Emissionen verbunden. Die Ökobilanz einer Anlage ist von den verwendeten Modulen, elektrischen Komponenten und Befestigungen oder Unterkonstruktionen abhängig.

4.6.2 Recycling

Der energieintensive Herstellungsprozess von hochreinem Silizium rechtfertigt den Trennungsaufwand der Verbundelemente energetisch und wirtschaftlich. Industrielle Recyclingverfahren für kristalline Siliziummodule sind daher bereits recht weit entwickelt. Durch Erhitzen in Spezialöfen werden dabei die Verbund- und Rückseitenfolien verbrannt, sodass Gläser, Metallrahmen und die Siliziumzellen oder Zellbruch als recycelbare Materialien zurückbleiben.

Auch Dünnschichtmodule sind recyclingfähig, die Trennung ist jedoch komplexer. Am besten schneiden hier Module aus amorphem Silizium ab, da die Siliziumschicht mit Hilfe von Säurebädern vom Glas getrennt und ohne Verluste wieder für die Herstellung amorpher Solarzellen eingesetzt werden kann (Hagemann 2002, S. 175).

4.6.3 Energetische Amortisation

Die Energierücklaufzeit (auch energetische Amortisationszeit) gibt jene Betriebsdauer an, innerhalb derer ein Energiesystem so viel Energie liefert wie für seine Herstellung nötig war. Obwohl sich hartnäckig Gerüchte halten, dass Photovoltaikanlagen im Laufe ihrer Lebensdauer kaum den eingesetzten Energieaufwand für ihre Herstellung ausgleichen, amortisieren sie sich

tatsächlich aus energetischer Sicht innerhalb nur weniger Jahre. Die energetische Amortisationszeit lag 2010 in Mitteleuropa bei nur etwa 2 bis 4 Jahren (Laleman 2010, S. 5), wobei gleichzeitig von einer Lebensdauer der PV-Module von 25 bis 30 Jahren ausgegangen werden kann (Laleman 2010, S. 4). Verbesserungen und Effizienzsteigerungen bei den Herstellungsverfahren lassen die Energierücklaufzeiten jedoch ständig kürzer werden.

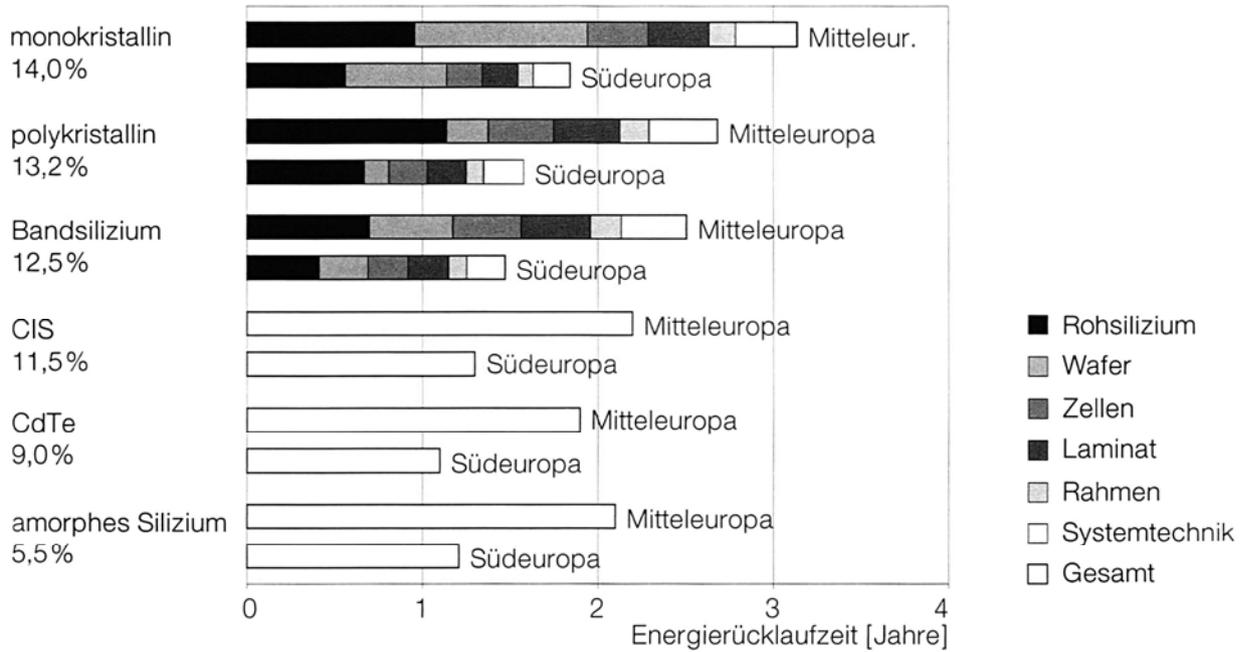


Abbildung 17: Energierücklaufzeit unterschiedlicher Photovoltaikmodule (Quelle: Weller 2009, S. 33)

5 Weiterführende Informationen

5.1 Normen und Baurecht

Selbstverständlich müssen auch bei der Errichtung gebäudeintegrierter Photovoltaik-Anlagen alle OIB-Richtlinien sowie die jeweiligen baurechtlichen Bestimmungen des Bundeslandes eingehalten werden. Daneben kommen unterschiedliche Normen für die Photovoltaikmodule und Normen für die Gläser der eingesetzten Module zur Anwendung.

5.1.1 Normen für Photovoltaikmodule und Anlagen

ÖVE/ÖNORM E 8001: Schutz gegen elektrischen Schlag, Schutz gegen Unterspannung, Beschaffenheit, Bemessung und Verlegung von Leitungen und Kabeln, Überstromschutz

OEVE/OENORM E 8001 Teil 4-712: Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen an Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen

ÖVE/ÖNORM E 8049: Blitzschutz

ÖVE/ÖNORM EN 61215: Bauarteignung und Bauartzulassung für kristalline Silizium-Module

ÖVE/ÖNORM EN 61646: Bauarteignung und Bauartzulassung für Dünnschicht-Module

ÖVE/ÖNORM EN 61730: Anforderungen an Aufbau und Prüfung von Photovoltaikmodulen

5.1.2 Normen für Gläser im Bauwesen

OENORM EN 14449: Konformitätsbewertung und Produktnorm für Verbundglas und Verbund-Sicherheitsglas

ÖNORM EN 1279-5: Konformitätsbewertung für Mehrscheiben-Isolierglas

ÖNORM EN 12150-2: Konformitätsbewertung und Produktnorm für Kalknatron-Einscheibensicherheitsglas

ÖNORM B 3738: Anforderungen an die visuelle Qualität von Isolierglas

ÖNORM B 3716: Konstruktiver Glasbau

5.2 Hilfreiche Links

www.solarfassade.info - Im Rahmen des Forschungsprojektes *Technologietransfer zur Markteinführung multifunktionaler photovoltaischer Solarfassaden* entstandene österreichische Informationsseite zum Thema Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Auf der Seite finden sich Grundlageninformationen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, spezielle Informationen rund um die Gebäudeintegration, sowie Projektbeispiele und Tipps zu Planung und Realisierung gebäudeintegrierter PV-Anlagen.

www.solarintegration.de - Umfangreicher deutscher Online-Informationssdienst zur Gebäudeintegrierten Photovoltaik. Die zahlreichen Informationen zu den Themenbereichen Planen, Gestalten und Wissen werden gut strukturiert und übersichtlich dargestellt.

www.bipv.ch - Informationsseite des schweizerischen Kompetenzzentrums BiPV (Building integrated Photovoltaics). Neben Grundlageninformationen und Projektbeispielen enthält die Seite auch eine umfangreiche Datenbank mit speziell für die Gebäudeintegration geeigneten PV-Produkten und Komponenten.

www.pvsunrise.eu - Homepage des europäischen Kooperationsprojektes PV Sunrise. Ziel des Projektes ist unter anderem die Forcierung der Integration von Photovoltaiksystemen in Gebäude. Im Bereich *PV Diffusion in the Building Sector (BIPV) / Studies & Publications* findet sich die *Toolbox for Architects*, ein Excel-Tool mit dem Anlagenerträge auf Basis von Flächen abgeschätzt werden können.

www.baunetzwissen.de - Informationsplattform mit Fachinformationen für Architekten, Planer und andere am Bau beteiligte. Im Kapitel Solar finden sich Grundlageninformationen, Projektbeispiele und Tipps zu unterschiedlichen Themen der Sonnenenergienutzung in Gebäuden.

www.pvaustria.at - Informationsportal des Bundesverband Photovoltaic Austria. Umfassende Informationen zu allen relevanten Themen rund um Photovoltaik in Österreich (Firmen, Statistiken, Technologie, Förderungen,...)

5.3 Empfohlene Literatur

Haselhuhn Ralf: Photovoltaik - Gebäude liefern Strom. 6. Auflage, BINE Informationsdienst des FIZ Karlsruhe (Hrsg.), Beuth Verlag, Berlin 2010. - Handlicher und praxisbezogener Leitfaden zur Planung gebäudeintegrierter PV-Anlagen. Der Schwerpunkt liegt bei der technischen Ausführung. Grundlageninformationen rund um die Photovoltaik werden für Bauherren und Architekten leicht verständlich aufbereitet.

Lüling Claudia (Hrsg.): Energizing architecture – Design and Photovoltaics. Jovis, Berlin 2009. - Neben der Darstellung und Beschreibung zahlreicher ausgeführter Beispiele werden vor allem die Themen der architektonische Gestaltung sowie der unterschiedlichen Gestaltungsmöglichkeiten und –ansätze diskutiert.

Weller Bernhard, u.a.: Photovoltaik – Technik, Gestaltung, Konstruktion. Edition Detail, Institut für internationale Architektur-Dokumentation, München 2009. - Handbuch aus der Edition Detail. Neben konkreten Ausführungsbeispielen mit dargestellten Detaillösungen finden sich hier auch umfangreiche Informationen zu den technischen und bautechnischen Grundlagen und Fragen der Gestaltung und Konstruktion.

Hagemann Ingo B.: Gebäudeintegrierte Photovoltaik – Architektonische Integration der Photovoltaik in die Gebäudehülle. Rudolf Müller Verlag, Köln 2002. - Etwas älteres aber sehr umfassendes Handbuch zur Planung gebäudeintegrierter Photovoltaikanlagen.

6 Literatur:

Bayer Gerhard, Sturm Thomas, Hinterseer Simon: Kennzahlen zum Energieverbrauch in Dienstleistungsgebäuden - Kennzahlen zum Energieverbrauch in den Bereichen „Lebensmitteleinzelhandel“, „Nichtlebensmitteleinzelhandel“, „Beherbergung“, „Gastronomie“, „Bürogebäude“ und „Krankenhäuser“. Bericht zur Studie im Auftrag des Klima- und Energiefonds im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020“. ÖGUT, Wien 2011.

Biermayr Peter et al.: Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2009, Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen. Schriftenreihe des BMVIT: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 15/2010, Wien 2010.

Bleiberschnig Daniel: Kostenfunktionen - Erneuerbare-Energie-Technologien. Bachelorarbeit am Institut für Thermodynamik und Energiewandlung, Technische Universität Wien. Wien 2010.

DIN EN ISO 9488:1999: Sonnenenergie Vokabular. Beuth Verlag GmbH, Berlin 2001.

Fechner Hubert et al.: Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich. Schriftenreihe des BMVIT: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 28/2007, Wien 2007.

Haas Reinhard et al.: Photovoltaic in Gebäuden, IEA Task 7 - Photovoltaic Power Systems in the Built Environment, Ergebnisse eines Projektes im Rahmen des IEA Implementing-Agreements PV-Power Systems. Schriftenreihe des BMVIT: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2003, Wien 2002.

Hagemann Ingo: Gebäudeintegrierte Photovoltaik – Architektonische Integration der Photovoltaik in die Gebäudehülle. Rudolf Müller Verlag, Köln 2002.

Haselhuhn Ralf: Photovoltaik - Gebäude liefern Strom. 4. Auflage, BINE Informationsdienst des FIZ Karlsruhe (Hrsg.), TÜV-Verlag, Köln 2005.

Haselhuhn Ralf: Photovoltaik - Gebäude liefern Strom. 6. Auflage, BINE Informationsdienst des FIZ Karlsruhe (Hrsg.), Beuth Verlag, Berlin 2010.

Kaltschmitt Martin, Streicher Wolfgang (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich - Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden 2009.

Konrad Frank: Planung von Photovoltaik-Anlagen – Grundlagen und Projektierung. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden 2008.

Lüling Claudia (Hrsg.): Energizing architecture – Design and Photovoltaics. Jovis, Berlin 2009.

Lummerstorfer Karl: Branchenkonzept Büro- und Dienstleistungsgebäude. Studie im Auftrag des O.Ö. Energiesparverbandes, der Ökologischen Betriebsberatung NÖ. Energie Institut Linz 2004.

O.Ö. Energiesparverband: Strom sparen Schritt für Schritt im Büro - Wie Sie Ihren Stromverbrauch ohne große Investitionen um 10 % senken können. Info Broschüre des O.Ö. Energiesparverbandes 2010.

Roberts Simon, Guariento Nicolò: Gebäudeintegrierte Photovoltaik/ Ein Handbuch. Birkhäuser, Basel [u.a.] 2009.

Schoen Tony et al.: Task 7 of the IEA PV Power Systems Program – Achievements and Outlook. Paper for the 17th European Photovoltaic Solar Conference, München 2001. (Gefunden unter: http://www.task7.org/Public/17theupvsec/paper_task7_17th_eu_pvsec.pdf, abgerufen 16.08.2010, 17:56)

Statistik Austria: Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken. Statistik Austria, Direktion Raumwirtschaft, Energie, Wien 2011.

VDI-Richtlinie 6012 – Blatt 2: Dezentrale Energiesysteme im Gebäude - Photovoltaik. Beuth Verlag GmbH, Berlin 2002.

Weller Bernhard et al.: Photovoltaik – Technik, Gestaltung, Konstruktion. Edition Detail, Institut für internationale Architektur-Dokumentation, München 2009.