

NACHHALTIGwirtschaften



Photovoltaik in Gebäuden

IEA Task 7

R. Haas, K. Stieldorf, H. Wilk, A. López-Polo, G. Faninger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

7/2003

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 Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>
oder unter:

Projektfabrik Waldhör
Nedergasse 23, 1190 Wien
Fax 01 /36 76 151 - 11
Email: projektfabrik@nexta.at

Photovoltaik in Gebäuden

IEA Task 7
Photovoltaic Power Systems in the Built Environment

Ergebnisse eines Projektes im Rahmen des IEA-
Implementing-Agreements PV-Power Systems

Reinhard Haas, Karin Stieldorf, Heinrich Wilk,
Assumpció López-Polo, Gerhard Faninger

Wien, Oktober 2002

ZU DEN AUTOREN

Ao. Univ. Prof. Dr. Dipl. Ing. Reinhard Haas ist Professor am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der Technischen Universität Wien. Seine gegenwärtige Forschungsaktivitäten umfassen (i) Verbreitungsstrategien für Erneuerbare Energien; (ii) Nachhaltige Energiesysteme; (iii) Liberalisierung / Regelung der Energiemärkte. Tätig in diesen seit mehr als 10 Jahren hat er seine Arbeit in anerkannten internationalen Zeitschriften veröffentlicht. Vor kurzem hat er das EU-Projekt ELGREEN im 5. Rahmenprogramm koordiniert.

Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Karin Stieldorf ist Professorin an der Fakultät für Architektur und Raumplanung, Institut für Hochbau für Architekten an der Technischen Universität Wien und hat die Arbeitsgruppe für Nachhaltiges Bauen begründet. Sie leitet unter anderem die Forschungseinheit "Solare Bausysteme" an der Technischen Universität Wien.

Dipl.-Ing. Heinrich Wilk ist Photovoltaikexperte bei der Energie AG Oberösterreich und war bis 2000 österreichischer Vertreter im Executive Committee des Photovoltaic Power Systems Implementing Agreements der Internationalen Energieagentur (IEA). Er unterrichtet an der HTL Leonding und ist Lektor an der TU Graz.

Dipl. Ing. Assumpció López-Polo ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der Technischen Universität Wien. Ihre Hauptforschungsgebiete sind Markteinführungsstrategien für Erneuerbare Energien mit Schwerpunkt auf Photovoltaik

Univ. Prof. Dr. Dipl. Ing. Gerhard Faninger ist Mitglied des interuniversitären Institutes für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung (iff) der Universitäten Klagenfurt, Wien, Innsbruck und Graz und österreichischer Delegierter im Exekutivkomitee für das "Solar Heating and Cooling-Programme" der Internationalen Energieagentur (IEA-SHC) sowie in der IEA Working Party on Renewable Energy Technologies (Vicechair).



Danksagung

DANKSAGUNG DER AUTOREN

Im Rahmen von Task 7 gab es in Österreich eine ausgezeichnete Zusammenarbeit zwischen universitären Einrichtungen, Energieversorgungsunternehmen und privaten Organisationen. Im Einzelnen danken wir für spezielle Beiträge und konstruktive Kooperation:

Kaj Isaksen, VELUX, ðstbirk, Dänemark
Marcel Gutschner, NET Nowak energy Technology Ltd, St. Ursen, Schweiz
Daniel Ruoss, Enecolo AG, Zürich, Schweiz
Steven Strong, Solar Design Associates, Inc., Massachusetts, USA
Jiro Ohno, Nihon Sekkei Inc., Tokyo, Japan
Tjerk Reijenga, BEAR architecten, Gouda, Niederlande
Nuria Martín Chivelet, CIEMAT, Madrid, Spanien
Peter Lund, Helsinki University of Technology, Espoo, Finnland
Mark Snow, University of NSW, Sydney, Australia
Christian Roecker, EPFL-LESO-PB, Lausanne, Schweiz
DI Michael Heidenreich, Arsenal Research, Wien

Schließlich danken wir den BMVIT (Bundesminister für Verkehr, Innovation und Technologie) durch dessen Finanzierung die Teilnahme Österreichs an diesem Forschungsprojekt erst ermöglicht wurde.

VORBEMERKUNG

Seit ihrer Gründung ist Österreich aktives Mitglied in der Internationalen Energieagentur (IEA) und weiß diese internationale Plattform für zahlreiche Kooperationen zu nutzen. Wesentlich ist dabei, dass einerseits nationale Arbeiten in die internationalen Aktivitäten eingebracht werden, andererseits die Ergebnisse aus den internationalen Arbeitsgruppen allen Beteiligten in Österreich verfügbar gemacht werden. In diesem Sinne gibt der vorliegende Bericht einen guten und anschaulichen Überblick über die im Task 7 der IEA (Photovoltaik in Gebäuden) erarbeiteten Ergebnisse:

Die Errichtung bzw. Sammlung von vorbildlichen Demonstrationsanlagen, die Herausgabe eines unterstützenden Handbuchs sowie vielseitige Informationsmedien haben wesentlich dazu beigetragen, dass sich die Rahmenbedingungen für die Integration von Photovoltaikanlagen in Gebäuden fundamental verbessert haben. Wesentliche Fortschritte konnten bei der architektonischen Gebäudeintegration, bei der Auslegung technischer Systeme, bei effektiven Marketingstrategien und der Verfügbarkeit von marktrelevanten Informationen erreicht werden. Wir hoffen, mit der Herausgabe dieser interessanten Ergebnisse zur Anwendung neuester Erkenntnisse und zur weiteren Verbreitung von gut integrierten Photovoltaikanlagen beitragen zu können.

Michael Paula

Abteilung für Energie und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



INHALTSVERZEICHNIS

ZU DEN AUTOREN

DANKSAGUNG

VORBEMERKUNG

KURZFASSUNG	7
ABSTRACT.....	7
ZUSAMMENFASSUNG	9
1. EINLEITUNG, MOTIVATION UND ÖSTERREICHISCHE BEITRÄGE	15
1.1. ÖSTERREICHISCHE BEITRÄGE.....	15
1.2. AUFBAU DER ARBEIT	17
2. HINTERGRUND.....	18
2.1 GRUNDLAGEN DES PHOTOVOLTAISCHEN EFFEKTES UND BETRIEBSWEISE VON PV-ANLAGEN	18
2.2 AKTUELLER STAND DER TECHNIK. INTERNATIONALER VERGLEICH.....	20
3. ZIELE UND METHODISCHER ANSATZ VON TASK 7	23
3.1. ZIELE	23
3.2. METHODISCHER VORGEHENSWEISE	23
4. METHODEN DER GEBÄUDEINTEGRATION VON PV-ELEMENTEN	25
4.1. GRUNDSÄTZLICHE ÜBERLEGUNGEN	25
4.1.1 KRITERIEN FÜR ARCHITEKTONISCH INTEGRIERTE SYSTEME	26
4.1.2 GRAD DER INTEGRATION VON PV-SYSTEMEN IN GEBÄUDE	28
4.2. INTEGRATIONSTECHNIKEN UND PRODUKTBEISPIELE FÜR BIPV (BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC).....	28
4.2.1 SCHRÄGDÄCHER.....	31
4.2.1.1 PV-Dachziegel	31
4.2.1.2 Dach-Aufständigung (profiles on the roof).....	33
4.2.1.3 Profilschienen (profiles in the roof).....	34
4.2.2 FLACHDÄCHER	38
4.2.3 INTEGRATION IN FASSADEN UND SONNENSCHUTZVORRICHTUNGEN	39
4.2.3.1 Standard Fassaden	39
4.2.3.2 PV-Vordach- und Marquisensysteme.....	42
A) PV Canopy.....	42
B) PV Louver.....	43
4.2.4 HYBRID SYSTEME.....	44
4.3. DEMOSITE	45
5. ARCHITEKTONISCHE FALLSTUDIEN	48
5.1. PRAKTISCH REALISIERTE GEBÄUDEINTEGRIERTE DEMO-BUILDINGS (CASE STUDIES).....	48
5.1.1 OLYMPIC VILLAGE, SYDNEY, AUSTRALIEN.....	50
5.1.2 ENERGIEPARK WEST, SATEINS, ÖSTERREICH	51
5.1.3 SOLAR OFFICE DOXFORD INTERNATIONAL, SUNDERLAND, GROSSBRITANNIEN.....	52
5.1.4 MUSEO DEI BAMBINI DI ROMA SCARL ONLUS, ROM, ITALIEN.....	54
5.1.5 SBIC EAST HEAD OFFICE BLDG, TOKYO, JAPAN.....	56



Inhaltsverzeichnis

5.1.6	NIEUWLAND 1 MW PV, AMERSFOORT, NIEDERLANDE	58
5.1.7	UNIVERSIDAD VERDE, JAÉN, SPANIEN	59
5.1.8	GOTHEMBURG ENERGY BUILDING, SCHWEDEN	60
5.1.9	WASGENRING HAUS, SCHWEIZ	61
5.1.10	SOLAR CUBE, USA	63
5.2.	DOKUMENTATION VON BESTEHENDEN PROJEKTEN (PV DATABASE)	63
5.3.	PV IN NON-BUILDING STRUCTURES	66
6.	TECHNISCHE ASPEKTE	69
6.1.	GRUNDLAGEN FÜR DIE SYSTEMAUSLEGUNG DEZENTRALER NETZGEKOPPELTER PV-ANLAGEN	69
6.2.	NEUE ELEKTROTECHNISCHE KONZEPTE	72
6.2.1	INTELLIGENTE GEBÄUDE („SMART BUILDINGS“)	72
6.2.2	NEUE KONZEPTE DER SYSTEM-KONFIGURATION	73
6.2.3	NEUE KONZEPTE AUF DER GLEICHSTROM-SEITE	75
6.2.3.1	Standard- und fortgeschrittene USV-Systeme (Uninterruptable Power Systems) mit PV	75
6.2.3.2	Mit Gleichstrom-Verbrauchern direkt gekoppelte PV-Systeme	76
6.2.4	WECHSELSTROM-BUS SYSTEM UND WECHSELSTROM-BATTERIE	76
6.2.5	DAS GLEICHSTROM-HAUS	76
6.3.	MÄNGEL BEI PLANUNG, INSTALLATION UND BETRIEB	77
6.3.1	BESTEHENDE BIPV-PROJEKTE (LAUKAMP, 2001)	77
6.3.1.1	Fehler bei Planung und technischer Auslegung	78
6.3.1.2	Fehler bei der Installation	78
6.3.1.3	Mängel beim Betrieb	79
6.3.1.4	Komponenten	79
6.3.1.5	Verbesserung der System-Betriebssicherheit und -Zuverlässigkeit	80
6.3.2	FALLSTUDIEN	81
6.4.	SOFTWARE FÜR DIE AUSLEGUNG VON PV-ANLAGEN IN GEBÄUDEN	82
6.4.1	ÜBERBLICK AUSLEGUNGSPROGRAMME	82
	PVSYST.	86
7.	WIRTSCHAFTLICHKEIT	91
7.1.	INTERNATIONALE ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN KOSTEN	91
7.2.	ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN KOSTEN IN ÖSTERREICH	94
8.	POTENTIALSTUDIEN	96
8.1.	METHODOLOGIE	96
8.2.	ANALYSE UND VERGLEICH EXISTIERENDER POTENTIAL-ABSCHÄTZUNGEN UND FALLSTUDIEN	99
8.2.1	ARCHITEKTONISCHE EIGNUNG	99
8.2.2	SOLARTECHNISCHE EIGNUNG	99
8.3.	DAUMENREGELN	99
8.3.1	SOLAR-ARCHITEKTONISCH GEEIGNETE FLÄCHE	100
8.3.2	DAUMENREGELN FÜR SOLAR-ARCHITEKTONISCH GEEIGNETE GEBÄUDEHÜLLENFLÄCHEN IN ABSOLUTEN ZAHLEN FÜR MITTEL-WESTEUROPA	100
8.3.3	BESTIMMUNG DES BIPV-POTENTIALS FÜR AUSGEWÄHLTE IEA-LÄNDER	101
8.4.	SCHLUSSFOLGERUNGEN IN BEZUG AUF PV-POTENTIALE	105
9.	HEMNMISSE FÜR DIE VERBREITUNG VON GEBÄUDEINTEGRIERTEN PV-SYSTEMEN	107
9.1	AKTIONSBEREICHE UND ZIELGRUPPEN	107
9.2	HINDERNISSE FÜR EINE GRÖßERE VERBREITUNG VON PV-ANLAGEN	109
10.	KRITERIEN FÜR ERFOLGREICHE VERBREITUNGSSTRATEGIEN	111
10.1.	HISTORISCHE MEILENSTEINE	111
10.2.	TYPEN UND EIGENSCHAFTEN VON VERBREITUNGSSTRATEGIEN	113
10.2.1.	ZIELE VON STRATEGIEN	113
10.2.2.	ELEMENTE UND MERKMALE VON STRATEGIEN	114
10.2.3.	ÜBERBLICK: Welche Strategien existieren grundsätzlich?	115



Inhaltsverzeichnis

10.2.3.1	Nationale Kapazitätsziele	116
10.2.3.2	Finanzielle Anreize.....	117
10.2.3.3	Andere Strategien	118
10.3.	EVALUIERUNG DES PRAKTISCHEN EFFEKTS vERSCHIEDENER STRATEGIEN	118
10.3.1	NATIONALE KAPAZITÄTSZIELE.....	119
10.3.2	INVESTITIONSZUSCHÜSSE.....	120
10.3.3	FINANZIERUNGSPROGRAMME/ZINSBEGÜNSTIGUNG.....	121
10.3.4	STEUERLICHE ANREIZE	121
10.3.5	ERHÖHTE EINSPEISETARIFE.....	122
10.3.6	FREIWILLIGE BETEILIGUNGSPROGRAMME.....	122
10.3.7	FREIWILLIGE GREEN PRICING-PROGRAMME ETABLIERTER STROMVERSORGER	122
10.3.8	GREEN POWER MARKETING DURCH “GRÜNE” STROMVERSORGER.....	123
10.3.9	FREIWILLIGE NGO-PROGRAMME	123
10.4.	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	125
10.4.1	WELCHE SIND DIE RELEVANTEN KRITERIEN FÜR ERFOLGREICHE VERBREITUNGSSTRATEGIEN?.....	125
10.4.2	HÄNGT DIE OPTIMALE STRATEGIE VOM STADIUM DER PV-MARKTDURCHDRINGUNG AB?	126
10.4.3	PERSPEKTIVEN.....	130
11.	VERBREITUNG DER ERGEBNISSE VON TASK 7	133
11.1.	BUCH: PV UND ARCHITEKTUR.....	133
11.2.	WETTBEWERB.....	135
11.3.	SCHULUNG, WEITERBILDUNG.....	135
11.4.	INTERNATIONALE KONFERENZEN	137
11.5.	INFORMATIONSVREBREITUNG	137
	SCHLUSSFOLGERUNGEN	139
	LITERATUR.....	141
	ANHANG.....	144
A.	TASK 7 TEILNEHMER.....	144
B.	PV-DATABASE PROJECTS.....	144



KURZFASSUNG

Im Jahr 1996 wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Photovoltaics Power Systems (PVPS)" eine spezielle Task 7 über "Photovoltaics in the Built Environment" eingerichtet, die sich mit den Möglichkeiten, Photovoltaik (PV) in die gebaute Umwelt zu integrieren, beschäftigt.

PVPS-TASK 7 wurde nach einjähriger Vorbereitungszeit am 1.1.1997 offiziell gestartet und am 31.12.2001 offiziell beendet.

Österreich nimmt am IEA-Forschungsprogramm "Photovoltaic Power Systems (PVPS)" seit der Gründung aktiv teil. Die Koordinierung dieser Aufgabe wurde bis 2000 von der Energieforschungsgemeinschaft (EFG) im Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) und ab 2000 von Arsenal Research im Auftrag der österreichischen Bundesregierung und des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) durchgeführt.

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Task sind:

- Demonstrationsgebäude für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen in insgesamt 10 Ländern
- Erarbeitung und Herausgabe des internationalen Handbuchs „Designing with Solar Power“
- Errichten der Demosite in Lausanne: internationales Ausstellungszentrum für PV-Gebäudeelemente
- Internetdatenbank für weltweit bestehende Projekte : www.pvdatabase.com
- Schulungsmaterial für Architekten und PV-Planer
- Working Documents zu verschiedenen Schwerpunkten im Bereich: Architektonische Integration, Auslegung eines PV-Systems, Wirtschaftlichkeit, Potential und Marketingstrategien

ABSTRACT

In 1996 within the framework of the „Photovoltaics Power Systems (PVPS)“ investigation programme, a special Task 7 on „Photovoltaics in the Built Environment“ was launched. This Task 7 deals with the integration of photovoltaics in the built environment.

PVPS-Task 7 officially started on 1.1.1997 after one year of preparations, and officially finished on 31.12.2001.

This Task 7 is the logical continuation of the Task XVI „Photovoltaic in Buildings“ which was carried out from 1991 to 1996 within the framework of the „Solar Heating and cooling Programme“.

Austria takes actively part in the IEA investigation programme „Photovoltaic Power Systems“ since the programme was launched. The coordination of this work was carried out until 2000 by the „Energieforschungsgemeinschaft“ (EFG) of the Austrian Association of Electricity Utilities. Since then Arsenal Research acts as the Austrian Coordinator.

(VEÖ) on behalf of the Austrian government and the „Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie“ (BMVIT).

The most important results of Task 7 are:



- Demonstration buildings for building integrated photovoltaic plants in 10 countries.
- Development and edition of the international handbook „Designing with Solar Power“
- Establishment of the Demosite in Lausanne: international exhibition center for photovoltaic building elements.
- Internet database for worldwide existing projects: www.pvdatabase.com
- Training material for architects and PV-technicians
- Working documents with emphasis on: architectural integration, electrotechnical dimensioning of a PV system, economics, potential and marketing strategies.



ZUSAMMENFASSUNG

Die Photovoltaik (PV) wird als viel versprechende Technologie zur Lösung der mit dem "Verbrauch" von Energie einhergehenden Umweltprobleme betrachtet. Während aber noch vor ca. 10 Jahren hauptsächlich großtechnische Lösungen angestrebt wurden, haben sich die Prioritäten in den letzten Jahren eindeutig zugunsten dezentraler kleinerer Systeme verschoben (vgl. Kap. 2). Die Vorteile der Kleinanlagen liegen vor allem darin, dass kein zusätzlicher Landschafts"verbrauch" erfolgt, keine Grundstückskosten anfallen und z.B. durch Dach- oder Fassadenintegration architektonisch ansprechende Lösungen möglich sind. Somit werden negative Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch "Monokulturen" vermieden und eine sukzessive Steigerung der Akzeptanz dieser Technologie in der breiten Öffentlichkeit ermöglicht.

Dieser Entwicklung wurde auch von der IEA Rechnung getragen. Darum wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Photovoltaics Power Systems (PVPS)" im Jahr 1996 eine spezielle Task 7 über "Photovoltaics in the Built Environment" eingerichtet, die sich mit den Möglichkeiten, PV in die gebaute Umwelt zu integrieren, beschäftigt.

Der Leiter von Task 7, der Operating Agent, wurde von den Niederlanden gestellt.

PVPS-TASK 7 wurde nach einjähriger Vorbereitungszeit am 1.1.1997 offiziell gestartet und am 31.12.2001 offiziell beendet. Allerdings hat es mit einigen Reports Verzögerungen gegeben, so dass mit dem endgültigen Abschluss von Task 7 erst Ende 2002 zu rechnen ist. Diese Task 7 ist als logischer Nachfolger der Task XVI über "Photovoltaics in Buildings", die von 1991 bis 1996 im Rahmen des "Solar Heating and Cooling Programme" durchgeführt wurde, zu sehen.

Z.1 ZIELE VON TASK 7: PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS IN THE BUILT ENVIRONMENT

Das zentrale Ziel von Task 7 war es, in internationaler Kooperation die Voraussetzungen für die Nutzung von PV-Systemen in der gebauten Umwelt zu verbessern. Dazu waren die folgenden Bedingungen zu erfüllen, die zugleich die Schwerpunkte von Task 7 waren:

- š Entwicklung von standardisierten Systemen und kompakten Elementen für die Gebäudeintegration;
- š Einbeziehung von Architekten und Planern in den Entwicklungsprozess für PV-Elemente;
- š Dokumentation und kritische Evaluierung existierender Beispiele;
- š Realisierung neuer Fallstudien mit hervorragenden Beispielen zur architektonischen Integration von Photovoltaikanlagen;
- š Umfassende Analyse der nichttechnischen Hindernisse zur weiteren dezentralen Verbreitung der PV;
- š Bereitstellen von geeigneten Instrumenten, Medien, Planungsunterlagen und Anschauungsbeispielen zur Informationsverbreitung;

Diese Zielsetzungen haben dazu geführt, dass in Task 7 ein sehr hoher Anteil an Architekt/inn/en vertreten war. Gemeinsam mit technischen und energiewirtschaftlichen Experte/inn/en ergab sich damit eine intensive fachübergreifende Analyse der Problemstellungen.



Z.2 METHODIK

Um eine möglichst transparent strukturierte und effiziente Arbeit in Task 7 zu gewährleisten, wurden vier Subtasks eingerichtet, die wiederum in verschiedene Schwerpunkte, so genannte Activities, aufgeschlüsselt wurden. Für die einzelnen Subtasks wurden Subtask leader bestimmt, für die Activities jeweils ein Activity Leader. Diese Subtasks, die Subtask leader, die Activities und die Activity Leader sind in der Tabelle Z.1 dokumentiert.

Z.3 ERGEBNISSE

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Task sind:

- Demonstrationsgebäude für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen in insgesamt 10 Ländern
- Erarbeitung und Herausgabe des internationalen Handbuchs „Designing with Solar Power“
- Errichten der Demosite in Lausanne: internationales Ausstellungszentrum für PV-Gebäudeelemente
- Internetdatenbank für weltweit bestehende Projekte : www.pvdatabase.com
- Schulungsmaterial für Architekten und PV-Planer
- Working Documents zu verschiedenen Schwerpunkten im Bereich: Architektonische Integration, elektrotechnische Auslegung eines PV-Systems, Wirtschaftlichkeit, Potential und Marketingstrategien

Z.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Im Zeitraum der Aktivitäten von Task 7 (1997-2001) haben sich die Randbedingungen für die Integration von PV-Anlagen in die gebaute Umwelt fundamental verbessert. Task 7 hat dazu einen entscheidenden Beitrag geleistet. Die Anzahl neuer Projekte ist kontinuierlich im Steigen begriffen und die Gruppe der PV-Anlagenbesitzern hat sich von den “innovators” zu den “early adopters” weiter entwickelt. Ein neuer Markt mit vielseitigen neuen Möglichkeiten ist im Entstehen.

In bezug auf die Hauptschwerpunkte von Task 7 wurden in diesem Zeitraum die folgenden Fortschritte erzielt:

- *Aspekte der architektonischen Gebäudeintegration:*

Gebäudeintegrierte PV-Anlagen gehen von einem ganzheitlichen Zugang aus: PV ist ein integraler Bestandteil des gesamten Gebäudekonzeptes. Es ist festzustellen, dass es in Task7 gelungen ist, gemeinsam mit der PV-Industrie vielfältige neue Ansätze der Gebäudeintegration zu entwickeln, die auch von Architekt/inn/en akzeptiert und als praktikabel eingestuft werden.

- *Aspekte der Technischen Systemauslegung:*

Durch die intensive Diskussion zwischen Architekt/inn/en und PV-Systemtechniker/inn/en kam es zu einer sprachlichen Annäherung und zu einem besseren Verständnis der gegenseitigen Standpunkte. Dies ist als eine der wichtigsten Voraussetzungen für die weitere



konstruktive Zusammenarbeit in bezug auf die zukünftige Gebäudeintegration von Photovoltaikanlagen zu sehen. Wie Erfahrungen zeigen, kann durch rechtzeitige und umfangreiche Zusammenarbeit aller Projektbeteiligten ein Großteil technischer Probleme vermieden werden.

In Task 7 konnte gezeigt werden, dass sich der PV-Markt in eine Richtung entwickelt, die Architekten und Gebäudeplanern in eine absehbare Zeit eine vielfältige Produktpalette stellen wird. Was die PV-Industrie noch nicht erreicht hat, ist, die Produkte zu Preisen abgeben zu können, die eine uneingeschränkte Entwicklung des Marktes ermöglichen. Viele Projekte hätten ohne Subventionen nicht verwirklicht werden können. Diese Tatsache führt zur dritten Hauptzielrichtung:

- *Marketingstrategien und Wirtschaftlichkeit:*

Es ist von Interesse, dass die Systempreise zwischen 1990 und 1996 deutlich gesunken sind, seit 1996 (mit Ausnahme von Japan) aber keine bedeutende Preisreduktion mehr zu beobachten war. Darüber hinaus ist die Tatsache festzustellen, dass die bisherigen bedeutenden Systempreisreduktionen vor allem im Bereich der „Nicht-Modul-Komponenten“ erreicht wurden. Für weitere substantielle Preisreduktionen muss die Produktion der PV-Module die nächste Entwicklungsebene erreichen.

Insgesamt ist festzustellen, dass gezielte Förderprogramme in unterschiedlicher Ausprägung in den letzten Jahren weltweit zu beträchtlichen Zuwächsen an Photovoltaikanlagen geführt haben.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen in bezug auf die Erfolgsbilanz der unterschiedlichen Programme sind:

- š Von zentraler Bedeutung für effiziente Strategien zur Markteinführung der PV ist die zeitliche Plan- und Vorausschaubarkeit. „Stop and Go“-Strategien und leere Versprechungen sind unbedingt zu vermeiden.
- š Werden in einem Programm finanzielle Anreize offeriert so ist darauf zu achten, dass diese über die Zeit abnehmen;
- š In bezug auf das Erzielen einer Breitenwirkung – Erreichen einer bestimmten installierten Anlagenkapazität in einem definierten Zeitraum – sind Zuschussprogramme grundsätzlich zielführend. Allerdings gewährleisten sie nur unter der Voraussetzung, dass sich zumindest eine Förderkomponente auf die tatsächlich produzierte Strommenge konzentriert.

- *Verfügbarkeit von Information, Markttransparenz*

Mit den folgenden Aktionen hat Task 7 zur Verbreitung von Information und zur Markttransparenz beigetragen – teilweise sind die Aktionen schon abgeschlossen, teilweise werden sie weiter verfolgt:

- š Demonstrationsgebäude für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen in insgesamt 10 Ländern: Ein Monitoring-Programm wird das Betriebsverhalten der PV-Systeme weiterhin evaluieren.
- š Erarbeitung und Herausgabe des internationalen Handbuchs „Designing with Solar Power“



- š Errichten der Demosite in Lausanne: internationales Ausstellungszentrum für PV-Gebäudeelemente
- š
- š Internetdatenbank für weltweit bestehende Projekte : www.pvdatabase.com . Die Datenbank wird laufend mit neuen Projekten und Produkten aktualisiert.
- š Schulungsmaterial für Architekten und PV-Planer

Abschließend sei festgestellt, dass derzeit die Ausgangsbasis für eine weitere Verbreitung von PV-Anlagen in die gebaute Umwelt international durchaus als vielversprechend eingeschätzt werden kann. Allerdings hängt die weitere Entwicklung von einer Vielzahl von Faktoren, die unterschiedliche Zielgruppen betreffen, ab. Nur wenn es gelingt, Strategien zu implementieren, die in optimaler Wechselwirkung finanzielle Anreize der öffentlichen Hand, Aktivitäten von NGO's, geeignete Randbedingungen bezüglich Netzeinspeisung, Transparenz und Wettbewerb im Markt sowie die Bereitstellung von effizienten Informationen für Gebäudeplaner und Architekten kombinieren, wird es gelingen, das aus gesamter Sicht optimale Niveau an in die gebaute Umwelt integrierten PV-Anlagen zu realisieren.



Tabelle Z.1: Inhalt der einzelnen *Subtasks* und *Activities* von Task 7 und Angabe der jeweils verantwortlichen *Subtask-* und *Activity-Leader* in Klammer

<u>Subtask 1:</u> <i>Architektonische Beispiele</i> (Deo Prasad, AU)	<u>Subtask 2:</u> <i>Technologien für die Integration von PV-Elementen in die gebaute Umwelt</i> (Peter Toggweiler, CH)	<u>Subtask 3:</u> <i>Nicht-technische Barrieren für die PV-Verbreitung</i> (Patrina Eiffert-Taylor, US)	<u>Subtask 4:</u> <i>Demonstrations- und Informationsaktivitäten</i> (Henrik Sorensen (DK)
Activity 1.1 Evaluierung bestehender Projekte (Tjerk Reijenga, NL)	Activity 2.1 Dach- und Fassadenintegration in Geschäftsgebäuden (Paul Ruysevelt, UK)	Activity 3.1 Analyse von Marktbarrieren (Bert Middelman, NL)	Activity 4.1 Demosite Lausanne (Christian Roecker, CH)
Activity 1.2 Fallstudien ("Case Studies") (Cinzia Abbate, IT)	Activity 2.2 Dach- und Fassadenintegration in Wohngebäuden (Schoen, NL)	Activity 3.2 Potentialstudien (Peter Toggweiler, CH)	Activity 4.2 Internationale Konferenz (Schoen (NL)/Prasad, AUS)
Activity 1.3 Buch: PV und Architektur (Deo Prasad, AU)	Activity 2.3 Integration von PV-Modulen in sonstige Bauten (Mats Anderson, SV)	Activity 3.3 Wirtschaftlichkeit (Patrina Eiffert-Taylor, US)	Activity 4.3 Wettbewerb (Tony Schoen (NL)
Activity 1.4 Software für die Auslegung von PV-Anlagen in Gebäuden (Peter Lund, FI)	Activity 2.4 Richtlinien, Standardisierung und Sicherheitsaspekte (Donna Munro, UK)	Activity 3.4 Verbreitungsstrategien (Reinhard Haas, AT)	Activity 4.4 Informationsverbreitung (Henrik Sorensen, DK)
	Activity 2.5 Hybridelemente (H. Sørensen, DK)		Activity 4.5: Schulung, Weiterbildung (Henk Kaan, NL)
	Activity 2.6 Neue elektrische Konzepte (Heinrich Wilk, AT)		
	Activity 2.7 Systemzuverlässigkeit (Hermann Laukamp, DE)		
	Activity 2.8 Aspekte der Netzzurückwirkung (Heinrich Wilk, AT)		



1. EINLEITUNG, MOTIVATION UND ÖSTERREICHISCHE BEITRÄGE

Die Photovoltaik (PV) wird als vielversprechende Technologie zur Lösung der mit dem "Verbrauch" von Energie einhergehenden Umweltprobleme betrachtet. Während aber noch vor ca. 10 Jahren hauptsächlich großtechnische Lösungen angestrebt wurden, haben sich die Prioritäten in den letzten Jahren eindeutig zugunsten dezentraler kleinerer Systeme verschoben (vgl. Kap. 2). Die Vorteile der Kleinanlagen liegen vor allem darin, dass kein zusätzlicher Landschafts"verbrauch" erfolgt, keine Grundstückskosten anfallen und z.B. durch Dach- oder Fassadenintegration architektonisch ansprechende Lösungen möglich sind. Somit werden negative Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch "Monokulturen" vermieden und eine sukzessive Steigerung der Akzeptanz dieser Technologie in der breiten Öffentlichkeit ermöglicht.

Dieser Entwicklung wurde auch von der IEA Rechnung getragen. Darum wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Photovoltaics Power Systems (PVPS)" im Jahr 1996 eine spezielle Task 7 über "Photovoltaics in the Built Environment" eingerichtet, die sich mit den Möglichkeiten, PV in die gebaute Umwelt zu integrieren, beschäftigt.

Die Leitung von Task 7, der Operating Agent, wurde von den Niederlanden gestellt.

PVPS-TASK 7 wurde nach einjähriger Vorbereitungszeit am 1.1.1997 offiziell gestartet und am 31.12.2001 offiziell beendet. Allerdings hat es mit einigen Reports Verzögerungen gegeben, so dass der endgültige Abschluss von Task 7 erst Oktober 2002 erfolgte. Diese Task 7 ist als logischer Nachfolger der Task XVI über "Photovoltaics in Buildings", die von 1991 bis 1996 im Rahmen des "Solar Heating and Cooling Programme" durchgeführt wurde, zu sehen.

Österreich nimmt am IEA-Forschungsprogramm "Photovoltaic Power Systems (PVPS)" seit der Gründung aktiv teil. Die Koordinierung dieser Aufgabe und damit auch die Vertretung im ExCo wurden bis 2001 im Auftrag der österreichischen Bundesregierung und des BMVIT von der Energieforschungsgemeinschaft (EFG) im VEÖ durchgeführt. Ab 2002 wird diese Aufgabe von Arsenal Research wahrgenommen.

Im diesem Bericht werden die Aktivitäten von Task 7, vor allem die wichtigsten Ergebnisse, dokumentiert. Die inhaltlichen Aspekte von Task 7 wurden bei acht Expertenworkshops (Oxford/England im April 1997, Töftlund/Dänemark im September 1997, Orlando/USA im Mai 1998, Madrid/Spanien im Oktober 1998, Linz/Österreich im April 1999, Toronto im September 1999, Sydney im März 2000, Stockholm im September 2000, Freiburg im Mai 2001 und Yokohama im September 2001) diskutiert und analysiert. Zwischen den einzelnen Workshops wurden in den Teilnehmerländern die nationalen Aktivitäten vorangetrieben.

Österreich war in Task 7 durch Dr. Karin Stieldorf¹, Dr. Reinhard Haas² und Dipl. Ing. Heinrich Wilk³ vertreten.

1.1. ÖSTERREICHISCHE BEITRÄGE

Im Folgenden sind kurz die wichtigsten Beiträge, die Österreich in Task 7 eingebracht hat, dokumentiert (Überblick in Tab 3.1):

¹ E-Mail-Adresse: kstield@email.archlab.tuwien.ac.at

² E-Mail-Adresse: reinhard.haas@tuwien.ac.at

³ E-mail-Adresse: heinrich.wilk@energieag.at



- *Subtask 1 „Architektonische Beispiele“*
 - § Im Rahmen der *Activity 1.1 „Evaluierung bestehender Projekte“*: Mitarbeit von Karin Stieldorf basierend auf einem österreichischen Forschungsprojekt bezüglich Dokumentation von solaren Niedrigenergiehäusern. In Bezug auf gelungene Beispiele für PV – Integration „database“ wurden Beiträge von K. Stieldorf und/oder H. Wilk eingebracht.
 - § Im Rahmen der *Activity 1.2 „Case Studies“*: Einige interessante Bauvorhaben mit integrierter Photovoltaikanlage wurden in der Planungs- und Realisierungsphase begleitet und analysiert. K. Stieldorf betreute ein dafür ausgewähltes österreichisches Projekt (Energieparkwest in Satteins).
 - § Im Rahmen der *Activity 1.3 „Buch: PV und Architektur“*: R. Haas verfasste einen Beitrag zu "Marketingstrategien, und K. Stieldorf, Mitglied des Bord of Editors, leistete einen Beitrag zu „Bauphysikalische Grundlagen der integralen Planung von Niedrigenergiehäusern“.

- *Subtask 2 „Technologien für die Integration von PV-Elementen in die Gebaute Umwelt“*
 - § Im Rahmen der *Activity 2.1/2.2*: Entwurfsfallstudien für gebäudeintegrierte PV-Systeme wurden von K. Stieldorf eingebracht
 - § Im Rahmen der *Activity 2.6 "New Electrical concepts“*: Neue elektrische Systemkonzepte für gebäudeintegrierte PV-Anlagen wurden von H. Wilk analysiert.

- *Subtask3 „Nicht-technische Barrieren für die PV-Verbreitung*
R. Haas hat das grundsätzliche Konzept für die gemeinsame Publikation der *Subtask 3* ausgearbeitet. Insbesondere im Rahmen der *Activity 3.4 "Verbreitungsstrategien"* wurde ein ausgearbeiteter Bericht mit folgenden Schwerpunkten von Reinhard Haas beigebracht:
 - § Dokumentation internationaler Marketing- und Verbreitungsstrategien, sowohl von Regierungen, als auch von EVU, NGO's;
 - § Analyse der Kostenentwicklung von PV-Systemen in verschiedenen Ländern über die Zeit und nach Komponenten;
 - § Wirtschaftlichkeitsanalysen für verschiedene Länder und Bedingungen;
 - § Identifizierung von verschiedenen Zielgruppen und Handlungsfeldern;
 - § Einbeziehung der Ergebnisse des BMWFK - Forschungsprojekts „Sozioökonomische Begleitforschung zum 200 kW – Breitentest“;
 - § Ableitung von Empfehlungen für erfolgversprechende Strategien, basierend auf den internationalen Erfahrungen für verschiedene Zielgruppen zur Überwindung existierender Hemmnisse;
 - § Evaluierung der Erfolgskriterien verschiedener Verbreitungsstrategien

- *Subtask 4: „Demonstrations. und Informationsaktivitäten“*
Im Rahmen der *Activity 4.5 „Schulung, Weiterbildung“*: K. Stieldorf konnte für den notwendigen und beabsichtigten Probelauf der Unterrichtsstruktur und -materialien dieser Subtask die Donauuniversität in Krems gewinnen, so dass die erste praktische Anwendung von Ergebnissen an einer österreichischen Institution stattfinden kann.



1.2. AUFBAU DER ARBEIT

Dieser Bericht ist wie folgt aufgebaut:

In den nächsten beiden Kapiteln werden einige Hintergrundinformationen zur internationalen Entwicklung von kleinen netzgekoppelten PV-Anlagen gegeben und die Ziele von Task7 erörtert. Danach werden im Bericht die wichtigsten Arbeitsbereiche von Task7 beschrieben.

Š **Aspekte der architektonische Integration:**

In *Kapitel 4 „Methoden der Gebäudeintegration von PV-Elementen“* werden architektonische Methoden und Kriterien für eine erfolgreiche Integration von PV-Elementen in die Gebäude erklärt. Eine Palette von auf dem Markt vorhandenen Produkten wird als Beispiel angeführt.

In *Kapitel 5 „Architektonische Fallstudien“* werden im Rahmen der Task 7 realisierte Beispiele detailliert beschrieben.

Š **Technische Auslegung:**

In *Kapitel 6 „Technische Aspekte“* sind technische Details zur Auslegung und richtigen Funktionsweise gebäudeintegrierter PV-Anlagen erläutert.

Š **Nicht technische Aspekte: Wirtschaftlichkeit, Potential und Marketingstrategien:**

In *Kapitel 7 „Wirtschaftlichkeit“* sind Kosten und Berechnungsbeispiele zur Wirtschaftlichkeit gebäudeintegrierter PV-Anlagen angeführt.

In *Kapitel 8 „Potentialstudien“* wird das Flächenpotential und darüber hinaus die resultierende potentielle Stromproduktion aus in Gebäude integrierten PV-Systemen berechnet.

In *Kapitel 9 „Probleme und Hemmnisse für die Einführung von Gebäudeintegrierten PV-Systemen“* werden nicht technische Barrieren für die Einführung von gebäudeintegrierten PV-Systemen identifiziert.

In *Kapitel 11 „Kriterien für erfolgreiche Marketingstrategien“* werden umgesetzte Marketingstrategien und Kriterien für eine erfolgreiche Einführung von gebäudeintegrierten PV-Systemen präsentiert.

Š **Verbreitung der Ergebnisse von Task 7**

In *Kapitel 10 „Verbreitung der Ergebnisse von Task 7“* wird von Aktionen, bei denen die Task 7 und deren Ergebnisse der Öffentlichkeit präsentiert wurden, berichtet.



2. HINTERGRUND

2.1 GRUNDLAGEN DES PHOTOVOLTAISCHEN EFFEKTES UND BETRIEBSWEISE VON PV-ANLAGEN

Im Jahre 1839 entdeckte der Franzose Becquerel, dass beim Einfall von Licht auf ein bestimmtes Material eine elektrische Spannung entsteht. Mit dieser Entdeckung des photovoltaischen Effekts war die technische Möglichkeit vorhanden, die praktisch unbeschränkt vorhandene Energie der Sonne zur Stromerzeugung zu nutzen.

Heute ist diese Technologie gerade dabei, in Form von Solarzellen aus den Kinderschuhen zu schlüpfen. Aber trotz beträchtlicher Umweltprobleme bei der konventionellen Stromerzeugung gibt es nur bescheidene Ansätze, die Photovoltaik auch in der Praxis einzusetzen.

Solarzellen wandeln die Energie der Sonnenstrahlen (Photonen) direkt in elektrischen Gleichstrom um. Als Basismaterial für Solarzellen wird heute hauptsächlich der Halbleiterwerkstoff Silizium (Si) verwendet. Das Prinzip der Stromerzeugung geht auf den oben erwähnten photovoltaischen Effekt zurück. Dabei setzen, z.B. bei einer Solarzelle mit n- und p-dotierter Si-Schicht, die Photonen im Inneren der Solarzelle Elektronen in Bewegung. Es entsteht eine elektrische Spannung und Strom beginnt zu fließen. Dieser wird über Metallkontakte abgenommen (siehe Abbildung. 2.1).

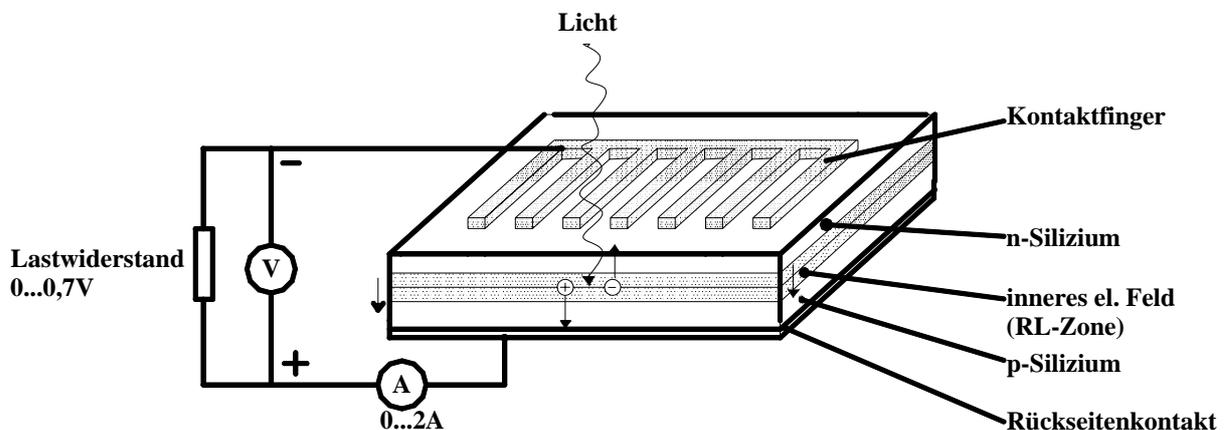
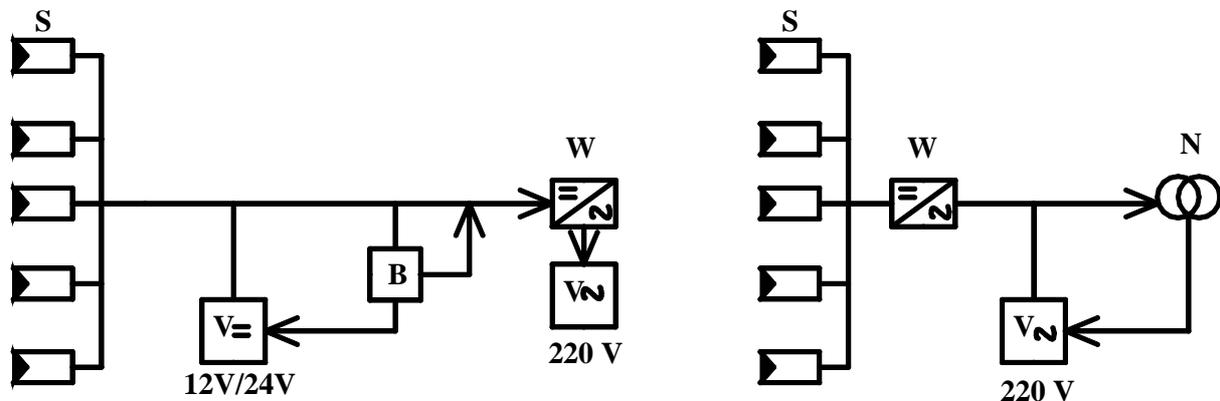


Abbildung 2.1: Funktionsprinzip einer Solarzelle

Es gibt zwei grundsätzlich unterschiedliche Varianten, Photovoltaikanlagen zu betreiben: Im Inselbetrieb mit Hilfe von Batterien, vgl. Abb.2.2a, oder durch Koppelung mit dem öffentlichen Stromnetz, Abbildung 2.2b.



B... Batterie
N... Stromnetz
S.....Solarzellen
V₌..Gleichstromverbraucher
V_~..Wechselstromverbraucher
W...Wechselrichter

a) Inselbetrieb**b) Netzgekoppelt**

Abbildung 2.2: Betriebsweisen von Photovoltaikanlagen (vereinfachte Darstellung)

Im Fall der Netzkoppelung wird immer ein Wechselrichter, der den von der Solarzelle produzierten Gleichstrom auf die Wechselstrom-Charakteristik des Netzes umformt, benötigt, im Inselbetrieb nur, wenn Geräte mit Wechselstrom zu betreiben sind.

In Österreich beträgt die jährliche Sonnenenergieeinstrahlung ca. 1000-1100 kWh/m²a. Mit einem mittleren Jahreswirkungsgrad von ca. 10% können mit einem m² Solarzelle bei günstigen Sonnenscheinverhältnissen derzeit pro Jahr ca. 100kWh Strom produziert werden. Die maximale Einstrahlungsintensität der Sonnenenergie liegt in Österreich bei ca. 1 kW/m². Mit einem Wirkungsgrad von ca. 10% ergibt sich damit für eine Solarzelle eine Spitzenleistung von ca. 100 Wp/m² (sprich: Watt peak je m²)⁴

Um z.B. eine Spitzenleistung von 1 kWp zu erhalten, ist eine Solarzellenfläche von ca. 10 m² erforderlich. Damit werden dann in einem Jahr ungefähr 1000 kWh_{el}/m²a produziert. Im Vergleich dazu liegt der durchschnittliche Stromverbrauch eines Haushaltes in Österreich bei ca. 1600 kWh/a

⁴ Bei durchschnittlichen Einstrahlungsverhältnissen



2.2 AKTUELLER STAND DER TECHNIK. INTERNATIONALER VERGLEICH

Die dezentrale Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen (PVA) wird als wichtiges Werkzeug zur Lösung der mit der Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Kraftwerken einhergehenden Umweltbelastung betrachtet um „to provide clean energy now and for the future“ (Amory Lovins, RMI (1991)).

Die Bedeutung der Photovoltaik (PV) hat im letzten Jahrzehnt beträchtlich an Stellenwert gewonnen. Dies zeigt die weltweite Entwicklung, siehe Abbildung 2.3. Die jährlichen Zuwachsraten steigen seit Mitte der 90er Jahre beträchtlich, die kumulierte installierte Leistung hat sich in den letzten fünf Jahren verdoppelt.

Während aber am Anfang der 90er Jahre des vergangenen Jahrhunderts hauptsächlich Klein- und Kleinstanwendungen sowie große zentrale Kraftwerke dominierten, nahmen ab dem Ende der 90er Jahre kleinere dezentrale netzgekoppelte Anlagen deutlich zu und im Jahr 2001 trugen sie mit über 50% zur gesamten weltweit installierten PV-Leistung bei, vgl. Abbildung. 2.4 und 2.5

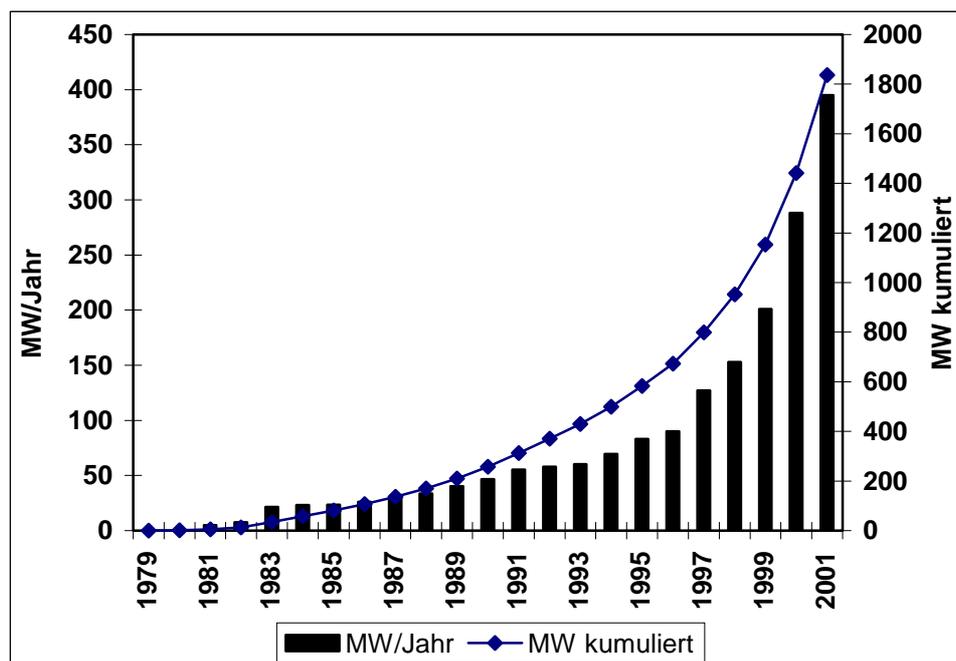


Abbildung 2.3: Entwicklung des weltweiten PV-Marktes 1980-2001 (Quellen: IEA PVPS TASK 1 survey report. Maycock 2002)

An dieser Stelle sei auf die wichtigsten internationalen Quellen für PV-Statistiken hingewiesen: Die sind der jährliche survey Report von Task 1 des PVPS sowie die PVPS – Homepage (www.iea-pvps.org) und die jährlichen Artikel von Maycock (2001, 2002).

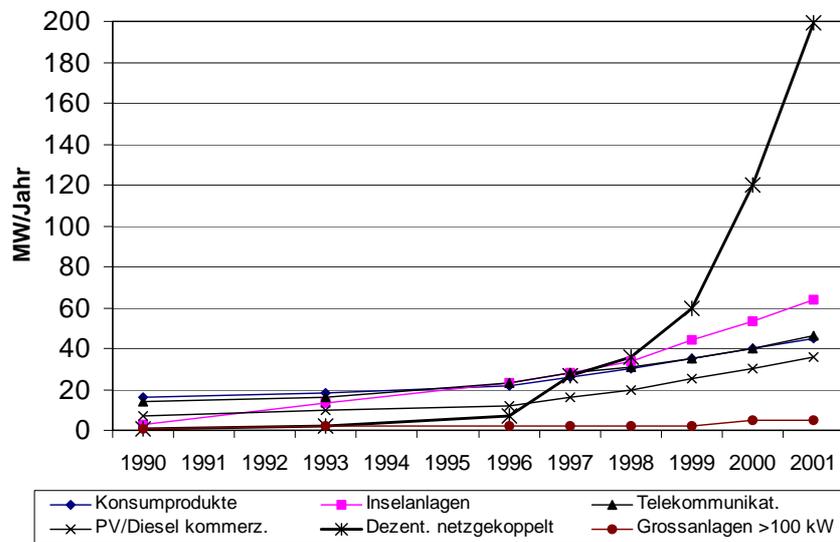


Abbildung 2.4: Entwicklung der Anteile verschiedener Produktkategorien am gesamten PV-Weltmarkt (in MW) 1990-2001 (Quellen: IEA PVPS TASK 1 survey report, Maycock 2002)

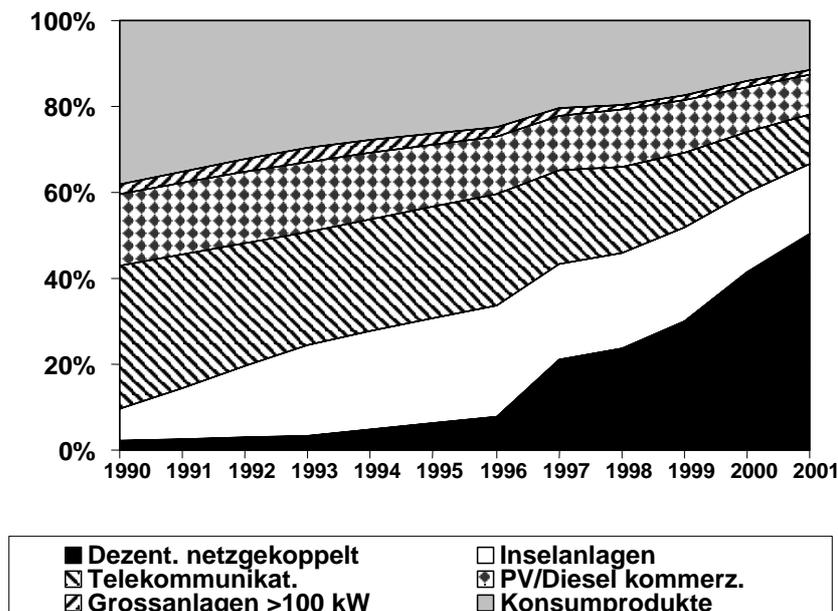


Abbildung 2.5: Entwicklung der Anteile verschiedener Produktkategorien am gesamten PV-Weltmarkt (in %) 1990-201 (Quellen: IEA PVPS TASK 1 survey report, Maycock 2002)

Die Abbildungen 2.6 und 2.7 zeigen die gesamte derzeit installierte PV-Leistung pro Kopf in verschiedenen OECD-Ländern. Es ist klar ersichtlich, dass die bezüglich der PV-Installation erfolgreichsten Länder diejenigen sind, die auch die ambitioniertesten Programmen aufweisen – so wie die Schweiz, Japan und Deutschland – bzw. diejenigen, wo Inselanlagen besonders kosteneffizient sind – wie zum Beispiel Australien. Bezüglich dezentraler netzgekoppelter Anlagen ist erkennbar, dass ein großer Unterschied zwischen Ländern mit großer Bevölkerungsdichte bzw. großer Netzanschlussdichte (Niederlande, Deutschland, Schweiz,



Japan) und Ländern mit geringer Bevölkerungsdichte (z.B. Schweden, Australien, Finnland) besteht. Natürlich spielen Inselformen in der zweitgenannten Ländergruppe eine viel wichtigere Rolle als in Ländern mit dichten Versorgungsnetzen.

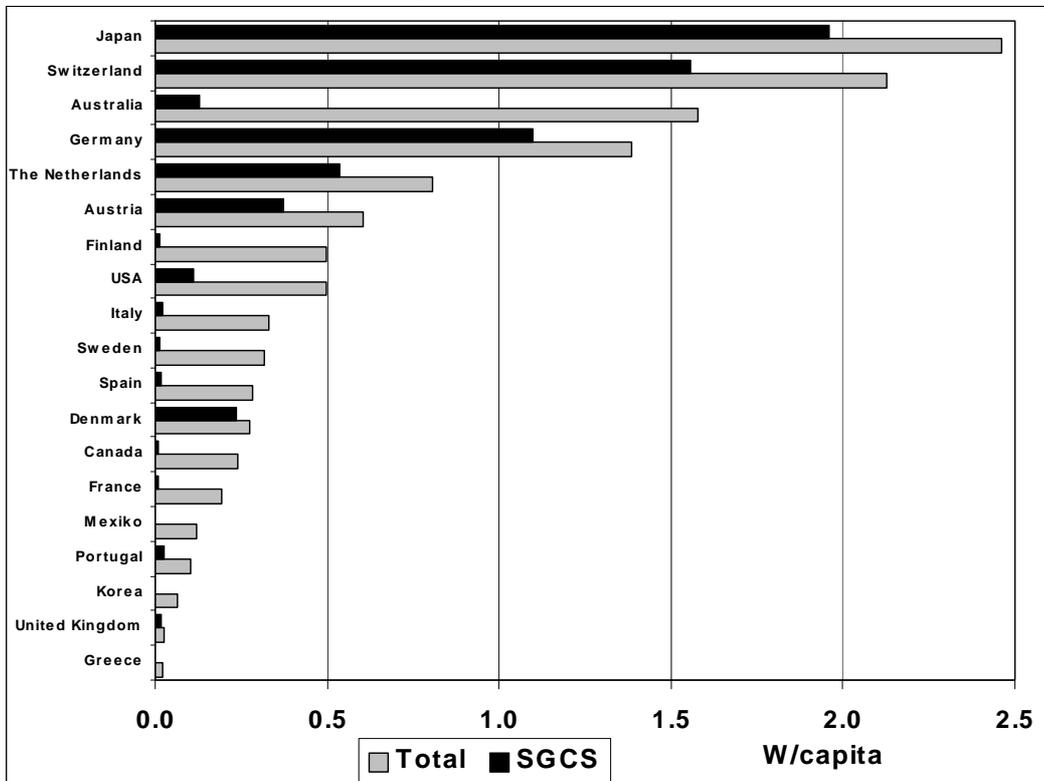


Abbildung 2.6: Vergleich der gesamten installierten PV-Leistung pro Kopf und der Leistung dezentraler netzgekoppelter PV-Anlagen pro Kopf in verschiedenen OECD Ländern Ende 2000. (Quelle: PVPS Homepage und eigene Untersuchungen)

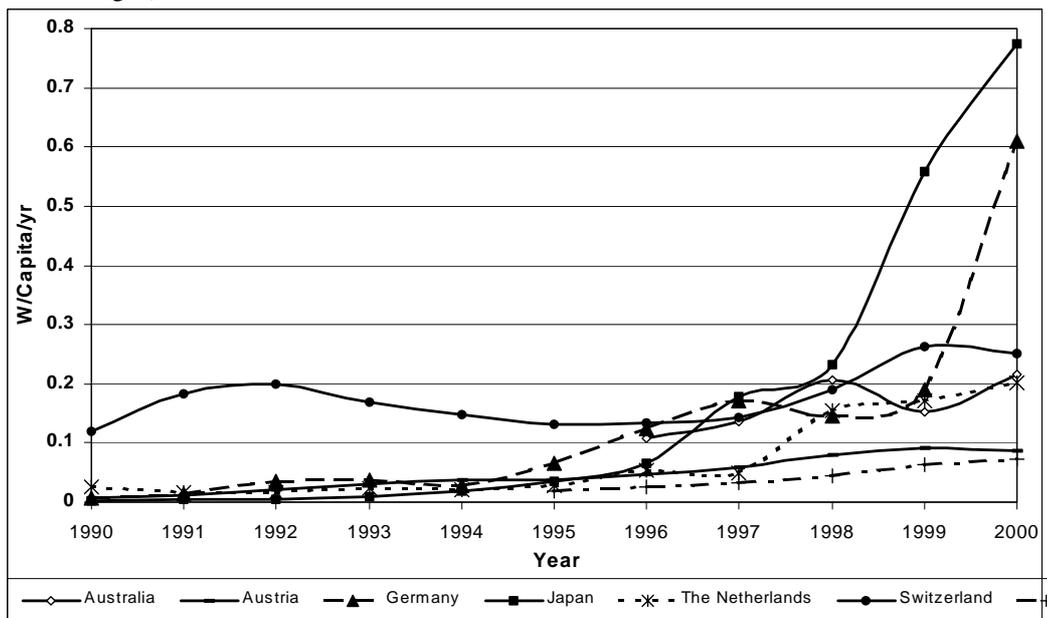


Abbildung 2.7: Jährlich installierte Leistung pro Kopf in verschiedenen Ländern seit 1990



3. ZIELE UND METHODISCHER ANSATZ VON TASK 7

3.1. ZIELE

Das zentrale Ziel von Task 7 „Photovoltaics in the Built Environment“ war es, in internationaler Kooperation die Voraussetzungen für die Nutzung von PV-Systemen in der gebauten Umwelt zu verbessern. Dazu waren die folgenden Bedingungen zu erfüllen, die zugleich die Schwerpunkte von Task 7 waren:

- š Entwicklung von standardisierten Systemen und kompakten Elementen für die Gebäudeintegration;
- š Einbeziehung von Architekten und Planern in den Entwicklungsprozess für PV-Elemente;
- š Dokumentation und kritische Evaluierung existierender Beispiele;
- š Realisierung neuer Fallstudien mit hervorragenden Beispielen zur architektonischen Integration von Photovoltaikanlagen;
- š Umfassende Analyse der nichttechnischen Hindernisse zur weiteren dezentralen Verbreitung der PV;
- š Bereitstellen von geeigneten Instrumenten, Medien, Planungsunterlagen und Anschauungsbeispielen zur Informationsverbreitung;

Diese Zielsetzungen haben dazu geführt, dass in Task 7 ein sehr hoher Anteil an Architekt/inn/en vertreten war. Gemeinsam mit technischen und energiewirtschaftlichen Expert/inn/en ergab sich damit eine intensive fachübergreifende Analyse der Problemstellungen.

3.2. METHODISCHER VORGEHENSWEISE

Um eine möglichst transparent strukturierte und effiziente Arbeit in Task 7 zu gewährleisten, wurden vier Subtasks eingerichtet, die wiederum in verschiedene Schwerpunkte, sogenannte Activities, aufgeschlüsselt wurden. Für die einzelnen Subtasks wurden Subtask leader bestimmt, für die Activities jeweils ein Activity Leader. Diese Subtasks, die Subtask leader, die Activities und die Activity Leader sind in der folgenden Tabelle 3.1 dokumentiert.



Tabelle 3-1: Inhalt der einzelnen *Subtasks* und *Activities* von Task 7 und Angabe der jeweils verantwortlichen *Subtask-* und *Activity-Leader* in Klammer

<u>Subtask 1:</u> Architektonische Beispiele (Deo Prasad, AU)	<u>Subtask 2:</u> Technologien für die Integration von PV-Elementen in die gebaute Umwelt (Daniel Ruoss, CH)	<u>Subtask 3:</u> Nicht-technische Barrieren für die PV-Verbreitung (Patrina Eiffert-Taylor, US)	<u>Subtask 4:</u> Demonstrations- und Informationsaktivitäten (Henrik Sorensen (DK))
Activity 1.1 Evaluierung bestehender Projekte (Tjerk Reijenga, NL)	Activity 2.1 Dach- und Fassadenintegration in Geschäftsgebäuden (Paul Ruyssevelt, UK)	Activity 3.1 Analyse von Marktbarrieren (Bert Middelman, NL)	Activity 4.1 Demosite Lausanne (Christian Roecker, CH)
Activity 1.2 Fallstudien ("Case Studies") (Cinzia Abbate, IT)	Activity 2.2 Dach- und Fassadenintegration in Wohngebäuden (Schoen, NL)	Activity 3.2 Potentialstudien (Peter Toggweiler, CH)	Activity 4.2 Internationale Konferenz (Schoen (NL)/Prasad, AUS)
Activity 1.3 Buch: PV und Architektur (Deo Prasad, AU)	Activity 2.3 Integration von PV-Modulen in sonstige Bauten (Mats Anderson, SV)	Activity 3.3 Wirtschaftlichkeit (Patrina Eiffert-Taylor, US)	Activity 4.3 Wettbewerb (Tony Schoen (NL))
Activity 1.4 Software für die Auslegung von PV-Anlagen in Gebäuden (Peter Lund, FI)	Activity 2.4 Richtlinien, Standardisierung und Sicherheitsaspekte (Donna Munro, UK (gelöscht))	Activity 3.4 Verbreitungsstrategien (Reinhard Haas, AT)	Activity 4.4 Informationsverbreitung (Henrik Sorensen, DK)
	Activity 2.5 Hybridelemente (H. Sörensens, DK)		Activity 4.5: Schulung, Weiterbildung (Henk Kaan, NL)
	Activity 2.6 Neue elektrische Konzepte (Heinrich Wilk, AT)		
	Activity 2.7 Systemzuverlässigkeit (Hermann Laukamp, DE)		



4. METHODEN DER GEBÄUDEINTEGRATION VON PV-ELEMENTEN

4.1. GRUNDSÄTZLICHE ÜBERLEGUNGEN⁵

Eine Definition für PV-Gebäudeintegration ist schwierig festzulegen, da einerseits die physische Integration eines PV-Systems in ein Gebäude betroffen ist andererseits aber auch das gesamte Erscheinungsbild und „Image“ des PV-Systems im Gebäude. Generell kann gesagt werden, dass wirkliche Integration bedeutet, dass das System einen Teil des Designs bildet und nicht nur einen physischen Teil des Gebäudes.

Für den Architekten ist der ästhetische Aspekt eher als die physische Integration der Hauptgrund für die Diskussion der Gebäudeintegration. Die optimale Situation ist ein physisch und ästhetisch gut integriertes PV-System. Die visuelle Analyse von PV-Systemen in Gebäuden zeigt, dass sich das Erscheinungsbild eines Gebäudes mit schlechtem architektonischem Design nicht alleine durch das Hinzufügen einer PV-Anlage mit gutem Design verbessert. Hingegen wird ein Gebäude mit ansprechender Architektur und einem gut integrierten PV-System allgemeine Akzeptanz finden.

Die folgenden Aspekte sind generell zu berücksichtigen:

1. *Urbaner Aspekt:* Gebäudeintegrierte PV-Systeme bieten zusätzliche Funktionalitäten über die Stromproduktion hinaus.
2. *Orientierung* und Neigungswinkel: In unseren Breiten lässt sich der maximale Stromertrag dann erzielen, wenn der Solargenerator nach Süden ausgerichtet ist und der Neigungswinkel zur Horizontalen etwa 30 ° beträgt. Nichtsdestotrotz ziehen Abweichungen zwischen Süd-Ost und Süd-West keine großen Reduktionen beim Stromertrag nach sich. Auch beim Neigungswinkel gibt es einen relativ großen Toleranzbereich (zwischen 8° und 53° bedeuten für den Standort Linz lediglich eine Ertragsminderung von weniger als 5%)
3. *Abstand zwischen Gebäuden:* Die Beschattungswirkung zwischen den Gebäuden muss vermieden werden.
4. *Bäume:* Die Beschattungswirkung von Bäumen spielt eine wichtige Rolle. Das Wachstum muss berücksichtigt werden.
5. *Zonierung:* PV-Systeme in urbanen Gebieten erfordern eine spezielle solare Zonierung. Dreidimensionale Stadtpläne können verwendet werden, um Rechte auf Sonnenlicht zu identifizieren und Bebauungsgrenzen festzulegen - mit dem Ziel, zukünftige Beschattungsprobleme zu vermeiden
6. *Blendung:* Belästigungen durch die solare Reflexion von PV-Generatoren auf umgebende Gebäude sollten vermieden werden. Dieses Problem wird eventuell durch die Einhaltung von ausreichenden Abständen zur Vermeidung von Beschattungswirkung gelöst.
7. *Architektonische Qualität:* Die architektonische Qualität muss auf einem hohen Niveau sein. Das System muss „gut integriert“ sein.
8. *Gebäudeplanung (building design):* Eine erfolgreiche Planung erfordert die Interaktion zwischen Gebäudeplanung und PV-Systemauslegung.

⁵Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf der Analyse in Reijenga, 2002



Aus den genannten Planungsaspekten und präventiven Vorkehrungen für einen problemlosen Betrieb ergeben sich die folgenden allgemeinen Regeln:

- š Vermeidung von Schatten auf den Modulen.
- š Ausreichende Ventilation der Modulrückseiten (ausgenommen Dünnschichttechnologie).
- š Einfache Montage und relativ problemloser Austausch der Module sollten gewährleistet sein.
- š Vorkehrungen zur Ermöglichung der Modulreinigung sind zu treffen.
- š Einfache elektrische Verbindungen und Verschaltungen
- š Schutz der Verdrahtung gegen Sonne und Wetter.

Im Folgenden werden die Planungsaspekte „Architektonische Qualität“ und „Gebäudeplanung“ ausführlicher beschrieben.

4.1.1 KRITERIEN FÜR ARCHITEKTONISCH INTEGRIERTE SYSTEME

Um zu entscheiden welche gebäudeintegrierte PV-Systeme von hoher Qualität sind, muss zwischen den folgenden Kriterien unterschieden werden:

- š Technische Qualität des gebäudeintegrierten PV-Systems: technische Aspekte der PV, Verkabelung und der Wechselrichter.
- š Bautechnische Qualität des gebäudeintegrierten PV-Systems: hier handelt es sich um die Qualität des Systems als Gebäudeelement. Die Module und ihre Integration müssen typische bautechnische Standards wie Wasserundurchlässigkeit oder statische Auslegung für Wind- oder Schneelasten erfüllen.
- š Ästhetische Qualität des gebäudeintegrierten PV-Systems: Hier handelt es sich um den subjektivsten Teil der Bewertung einer PV-Gebäudeintegration. Das IEA Task 7 Team hat spezielle Kriterien zur Bewertung der ästhetischen Aspekte definiert (siehe Tabelle 4.1).

Tabelle 4-1: Überblick über die in Task 7 definierten architektonischen Kriterien

OVERVIEW OF TASK 7 ARCHITECTURAL CRITERIA	
1. NATURALLY INTEGRATED <i>The PV system is a natural part of the Building. Without PV, the Building would be lacking something- The PV-System completed the Building</i>	5. CONTEXTUALITY <i>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</i>
2. ARCHITECTURALLY PLEASING <i>Based on a good design, does the PV-System add eye catching features to the design</i>	6. WELL-ENGINEERED <i>This doesn't concern the watertightness of PV-roof, but more the elegance of design detail. Have details been well conceived? Has the amount of materials been minimised? Are details convincing?</i>
3. GOOD COMPOSITION <i>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)</i>	7. INNOVATIVE NEW DESIGN <i>PV is an innovative technology, asking for innovative, creative, thinking of architects. New ideas can enhance the PV market and add value to the buildings.</i>
4. GRID, HARMONY AND COMPETITION <i>The sizing of the PV system matches the sizing and grid of the Building</i>	

In den folgenden Abbildungen sind entsprechend den genannten Kriterien Beispiele dargestellt:



Abbildung 4.1: Naturally integrated
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>



Abbildung 4.2: Architecturally pleasing. The PV system improves the design.
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>



Abbildung 4.3: Good Composition
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>



Abbildung 4.4: Grid, Harmony and Composition
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>



Abbildung 4.5: Contextuality
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>



Abbildung 4.6: Well engineered
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>

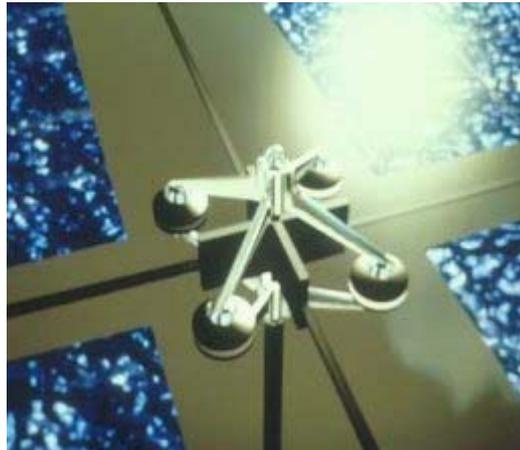


Abbildung 4.7: Innovative new design: fixation
Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>

4.1.2 GRAD DER INTEGRATION VON PV-SYSTEMEN IN GEBÄUDE

Bei der Integration von PV-Systemen in die Architektur kann zwischen fünf Kategorien mit entsprechend zunehmender architektonischer Integration unterschieden werden:

- š *Nicht einsehbare Anwendung:* Das PV-System wurde in der Weise in das Gebäude integriert, dass es nicht einsehbar und daher auch in keiner Weise architektonisch „störend“ ist. Das PV-System harmonisiert auf diese Weise mit dem gesamten Projekt.
- š *Anwendung als Zusatz zum architektonischen Design:* Die Integration des PV-Systems ist dem architektonischen Design hinzugefügt. Die Gebäudeintegration ist hier nicht umfassend umgesetzt, was aber nicht bedeuten muss, dass die architektonische Integration nicht vorhanden ist.
- š *Anwendung als Zusatz zum architektonischen Image:* Das PV System wurde in ansprechender Weise in das architektonische Design integriert, sodass das Projekt-Image unterstützt wird.
- š *Anwendung als ausschlaggebendes Element des architektonischen Image:* Das PV-System spielt bezüglich des Gesamtimage des Projektes eine entscheidende Rolle
- š *Die Anwendung führt zu neuen architektonischen Konzepten:* Die Verwendung von PV-Modulen unter Umständen in Verbindung mit anderen Nutzungsweisen der Sonnenenergie führt zu neuem Design und zu neuer Architektur. Die Integration von PV-Modulen wurde auf konzeptioneller Ebene berücksichtigt und verhilft damit dem Projekt zu einem besonderen Wert.

4.2. INTEGRATIONSTECHNIKEN UND PRODUKTBEISPIELE FÜR BIPV (BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC)

In diesem Abschnitt werden anhand konkreter Produkte, die derzeit auf dem Markt angeboten werden, verschiedene Möglichkeiten zur Gebäudeintegration von PV-Systemen dargestellt. Einen generellen Überblick über diese Möglichkeiten gibt die Abbildung 4.9. Eine Vielzahl an PV-Produkten wurde entwickelt, um der wachsenden Nachfrage nach gebäudeintegrierten PV-Systemen gerecht zu werden. Diese Produkte reichen von einfachen Befestigungsstrukturen für PV-Module über PV-Dachziegel bis zu komplexen Vorhangfassaden und architektonischen Möglichkeiten wie transparente Überdachungen und Verglasungen. Mit dem Ziel, einen Katalog



zu entwickeln, aus dem je nach Anwendungsbereich das richtige Produkt gewählt werden kann, wurden die folgenden Aktionen gesetzt:

- š Workshop: Photovoltaic Building Integration Concepts. Review of Products. Lausanne⁶ 11-12 February 1999.
- š Workshop: Building with PV-New Product Opportunities.. Amsterdam RAI. 9 May 2001⁷
- š PV-Datenbank: www.pvdatabase.com (siehe Kapitel 5.2)
- š Etablierung der „Demosite“ (siehe Kapitel 4.3 und Anhang)

Die verschiedenen Techniken zur Gebäudeintegration können nach Anwendungsbereichen wie folgt eingeteilt werden:

☞PV AUF SCHRÄGDÄCHERN

- PV-Dachziegel
- Profile
 - š *Dachaufständerungen*
 - š *Profilschienen Tragsysteme*
 - š *Vorgefertigte Elemente*

☞PV AUF FLACHDÄCHERN

☞PV AUF FASSADEN

- Standard Fassaden
- Vordach- und Marquisen-Systeme

In den folgenden Kapiteln werden zu den jeweiligen Anwendungsbereichen Produktbeispiele präsentiert.

Eine Besonderheit stellen Hybridsysteme dar, bei denen solarthermische Kollektoren mit PV-Modulen kombiniert sind.

⁶ Workshop-Unterlagen in www.task7.org erhältlich

⁷ Workshop-Unterlagen in www.task7.org erhältlich



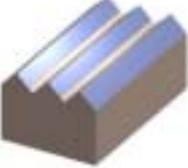
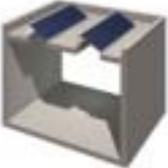
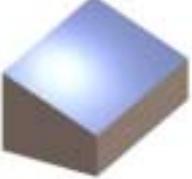
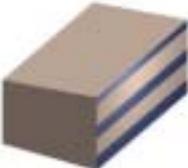
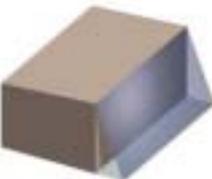
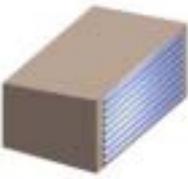
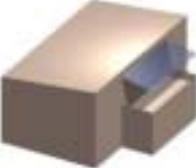
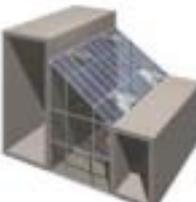
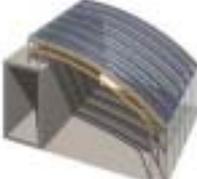
			
Flat roof	Flat roof	Flat roof	Flat roof
			
Shed roof	Shed roof	Shed roof	Sloped roof
			
Sloped roof	Sloped roof	Sloped roof	Sloped roof
			
Sloped roof	Façade	Façade	Façade
			
Façade	Awning	Awning	Membrana or network construction
			
Awning	Sun porch, veranda, atrium	Sun porch, veranda, atrium	Sun porch, veranda, atrium

Abbildung 4.9.: PV-Integrationstechniken

Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>



4.2.1 SCHRÄGDÄCHER

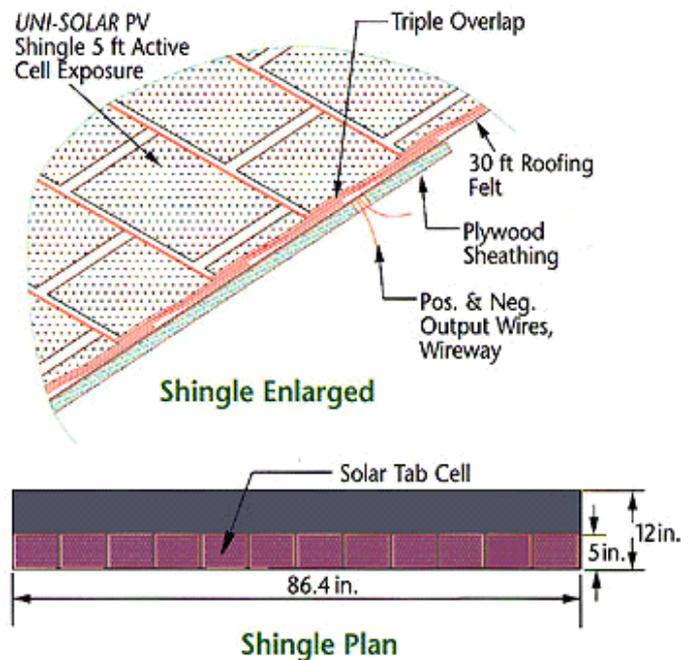
Bei Schrägdach-Anwendungen besteht der Vorteil, dass das schräge Dach als Plattform für die PV-Installation verwendet werden kann. Die wichtigsten Möglichkeiten sind PV-Dachziegeln, Dach-Aufständern und Profilschienen-Tragsysteme.

4.2.1.1 PV-Dachziegel

Die Systeme ersetzen Dachziegel und werden direkt auf der Dachstruktur montiert. Die meisten Produkte verwenden maßfertige Laminare. Im Folgenden sind einige Produkte beschrieben.

a) UNI-SOLAR PV-SHINGLES

Quelle: www.pvdatabase.com und www.uni-solar.com



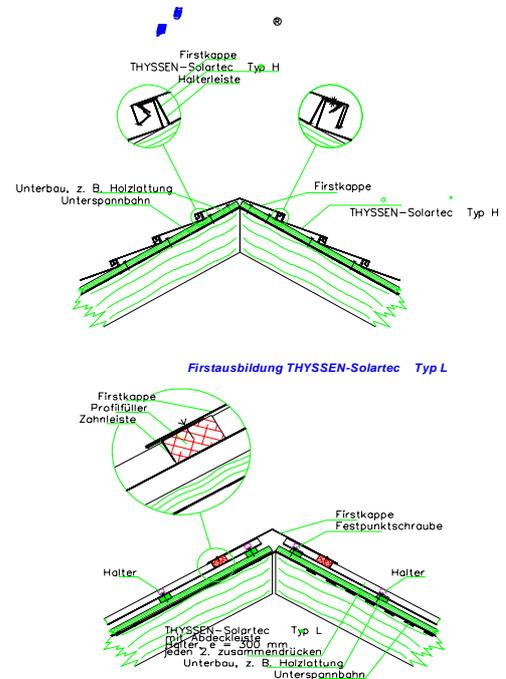
Produkt	UNI-SOLAR PV-Shingles
Land	USA
Hersteller	Beckaert ECD Solar Systems LLC
Produkttyp	PV-Schrägdachschindel
Anwendung	Schrägdachintegration
Material	Plastik
Dimensionen	17 Wp /Modul, Länge: 86,4 inches Breite: aktive Solarfläche 5 in + overlap 7 in= 12 in
Gewicht	140 lbs/sq

Systembeschreibung

Ein PV-Modul (Typ: amorphes Silizium) wird auf ein 5 Millimeter dickes Trägermaterial aus rostfreiem Stahl gesetzt und im TEFZEL-Elastomer und anderen wetterresistenten Polymeren eingekapselt. Das PV-Laminat wird dann auf ein größeres schwarzes Kunststoffmaterial geklebt, das für die Schindelüberlappung sorgt. Der Schindeleffekt wird erzielt, indem 12 als Schindeln gestaltete Solarzellen in einer Reihe auf einem schwarzen Kunststoffstück platziert werden. Das Modul kann direkt auf die hölzerne Dachkonstruktion genagelt werden. Die Wasserundurchlässigkeit wird durch den Schindeleffekt erzielt. Die amorphe Solarzelle wird aus Silizium in drei Lagen – genannt „simple junction solar cell“– hergestellt. Das bedeutet, dass drei unterschiedlich lichtempfindliche Silizium –Schichten eine über der anderen angeordnet sind, um maximale Effizienz erzielen zu können. Die Solarzelleneffizienz auf lange Sicht wird mit ca. 7%-8% angegeben.



b) THYSSEN SOLARTEC



Quelle: www.thyssen-bausysteme.com

Produkt	Thyssen Solartec
Land	Deutschland
Hersteller	Thyssen Bausysteme GmbH
Produkttyp	Dachintegriertes PV-Modul
Anwendung	Schrägdachintegration
Dimensionen	Es stehen zwei Leistungsstärken zur Auswahl 64 kWp und 128 kWp. Länge: 2,90 m, 5,80 m oder 3,05 m abhängig von Verlegungsart und Leistung Baubreite: 420 mm und 450 mm abhängig von Verlegungsart und Leistung
Gewicht	8,75 oder 8,57 kg abhängig von Verlegungsart und Leistung
Systembeschreibung	<p>THYSSEN-Solartec® style (H) wird horizontal verlegt, THYSSEN-Solartec® design (L), wird vertikal verlegt. Die Abdeckprofile für die vertikale Verlegung, sowie alle anderen Formteile können farblich abgesetzt werden. Die Module werden direkt auf einer traditionellen Dachstuhl-Unterkonstruktion befestigt. Die elektrische Verschaltung wird mit einer einfachen Steckverbindung vorgenommen. Es handelt sich um ein einschaliges Dachelement mit integriertem Solarmodul auf der Basis von monokristalliner Dreischichttechnologie von der Fa. UNISOLAR®</p>



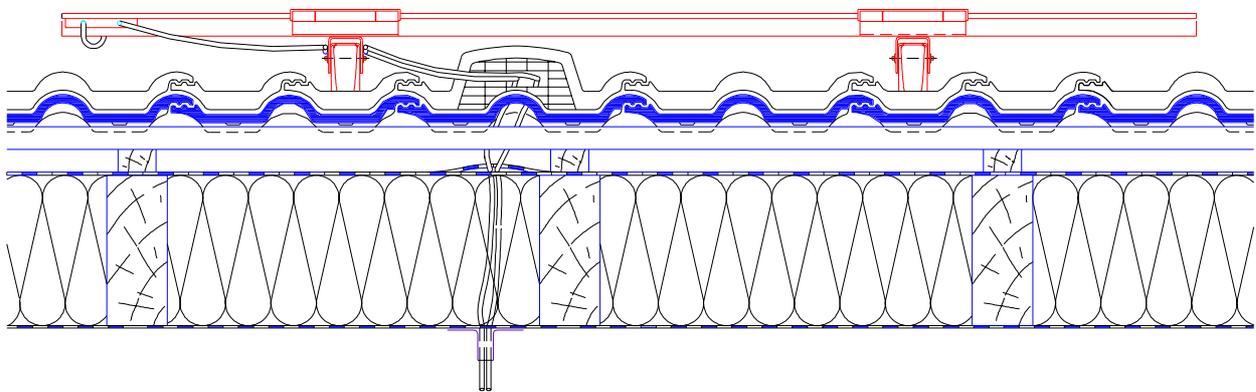
4.2.1.2 Dach-Aufständerung (profiles on the roof)

Diese Systeme basieren auf Standard Laminaten oder Modulen und Dach-Aufständerungen, die an die Dimensionen der PV-Elemente angepasst sind:

PV 1600 MONTAGESYSTEM

Photovoltaik PV 1600 Querschnitt nebeneinander

- PV-System
- Modulträger
- Frankfurter Pfanne
- Lüfterstein



Quelle: www.braas.de und www.pvdatabase.com

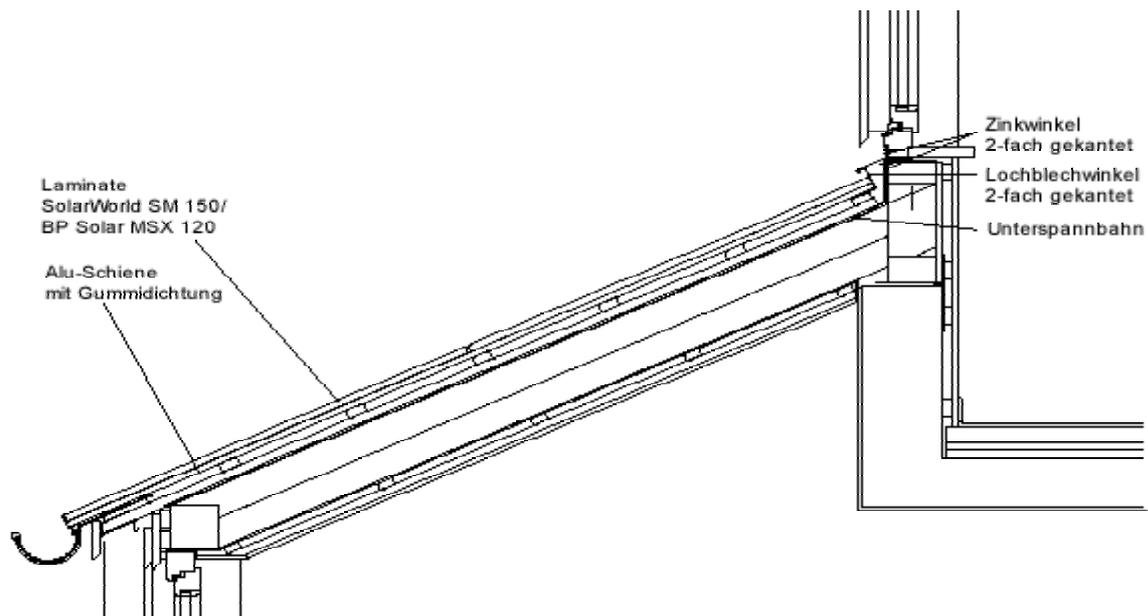
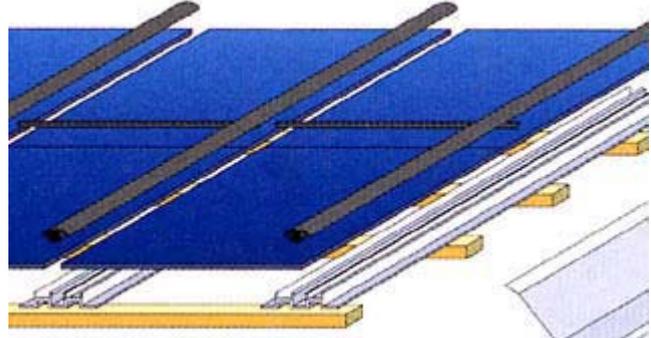
Produkt	PV 1600 Montagesystem
Land	Deutschland
Hersteller	Braas Dachsysteme GmbH
Produkttyp	PV- Dachmodul
Anwendung	Schrägdachintegration
Material	Plastik
Dimensionen	80 Wp /Modul; Länge: 530 mm, Breite: 530 mm
Gewicht	6,1 kg
Systembeschreibung	
<p>Das bei PV 1600 eingesetzte Solarmodul SRT 80 ist ein großflächiges Hochleistungsmodul mit einem hohen spezifischen Flächenwirkungsgrad.</p> <p>Es werden rahmenlose Solarmodule eingesetzt, die in Schindellage angeordnet werden. Dadurch gelingt eine optische Anpassung an traditionelle Dachformationen ohne störende Pfosten-Riegel-Strukturen am Dach. Entscheidend ist, dass bei dieser Montageart kein Eingriff in den Dachaufbau, speziell der regen- und windsichernden Ebenen, notwendig ist. PV 1600 ist als steckfertiges System vorkonfektioniert.</p> <p>PV 1600 ist ausgelegt für die Braas Dachsteinmodelle Frankfurter Pfanne, Doppel-S, Taunus Pfanne, Harzer Pfanne, Tegalit und Harzer Pfanne BIG sowie für viele RuppKeramik Dachziegelprodukte.</p>	



4.2.1.3 Profilschienen (profiles in the roof)

Diese Systeme basieren auf Standard Laminaten oder Modulen und speziellen Profilschienen als Tragesystem für die direkte Integration der PV-Module in das Dach.

a) SOLARWORLD INDACHGESTELL



Quelle: www.solarworld.de



Produkt	SolarWorld Indachgestell®
Land	Deutschland
Hersteller	SolarWorld AG
Produkttyp	Indach PV-Modul
Anwendung	Schrägdachintegration
Material	Aluminium
Dimensionen	Abhängig von Modulgröße
<p>Systembeschreibung</p> <p>Das SolarWorld Montagesystem „Indach“ ist ein Profilsystem für die Dachintegration von Standardmodulen. Das System wurde für die PV-Modultypen MSX-120 – ein 120 Wp Standardmodul – und SM150 – ein 150 Wp Standardmodul (beide davon Laminate) ausgelegt, und wird auch für diese Modultypen angeboten. SM150 ist ein monokristallines Solarmodul, das von der SolarWorld-Tochterfirma GPV aus Schweden hergestellt wird. Das Profilsystem funktioniert auf einfache Weise: In vertikaler Richtung werden Aluminiumprofile, die mit zwei Gummi-Dichtungen und einem Abfluss in der Mitte versehen sind, auf die Querbalken der Dachkonstruktion montiert. Die Profile werden gemäß der Breite der verwendeten Module installiert. Sie haben einen Flansch auf beiden Seiten, worauf die horizontalen Profile, die 3 mm dünner sind als die vertikalen Profile, platziert werden. Die horizontalen Profile sehen genauso aus wie die vertikalen, sind lediglich 3 mm dünner. Die Laminate werden daraufhin auf die Profilstruktur gesetzt. Sie werden mit horizontalen und vertikalen Gummiprofilen fixiert, die unter Druck (mit einem Gummihammer) in die Aluminiumprofile geklemmt werden. Auf diese Weise sitzen die Laminate so fest, dass auch die Wasserdichtheit gewährleistet ist.</p>	



b) PVTEC 2000 Deckleistensystem



Überblick über das gesamte Haus mit der PV-Indachmontage



1) Wasserundurchlässigkeit wird durch ein spezielles Band gewährleistet



2) Die Module werden direkt auf die Dachkonstruktion montiert



3) Detail der Modulfixierung



4) Fertige PV-Indachmontage



Land	Deutschland
Hersteller	Soltech Handel GmbH
Produkttyp	Indach PV-Modul
Anwendung	Schrägdachintegration
Material	Aluminium
Dimensionen	Abhängig von Modulgröße. Ab Dachneigungen von 12°
<p>Systembeschreibung</p> <p>Die Indachmontage mit PVTEC2000 kombiniert die erprobte Dichttechnik aus dem Fensterbau mit der Systemschiene PVTEC2000. Die Aluminiumprofile werden direkt auf die Dachunterstruktur montiert, die Module werden zwischen den Profilen fixiert, das Ende des Modulfeldes wird mit einem "Top-Profil" geschlossen und die Wasserundurchlässigkeit wird durch ein Spezielles Band, das mit Aluminium abgedeckt wird, gewährleistet. Die Abbildungen zeigen z.B. eine Dachintegration, die zugleich PV-Module (hier MSX 120-S) und thermische Kollektoren (hier Arcon SI 350Niox) integriert. Mitten im Feld ist darüber hinaus die Integration von Dachfenstern möglich ebenso lassen sich Wintergärten anschließen. Da nahezu alle Modulrahmen undicht sind, dichtet die Deckleistentechnik alle Module mit Rahmen auf der Moduloberfläche. Dazu benötigt das Modul zwischen Solarzelle und Modulrahmen einen ca. 10mm breiten Rand.</p>	



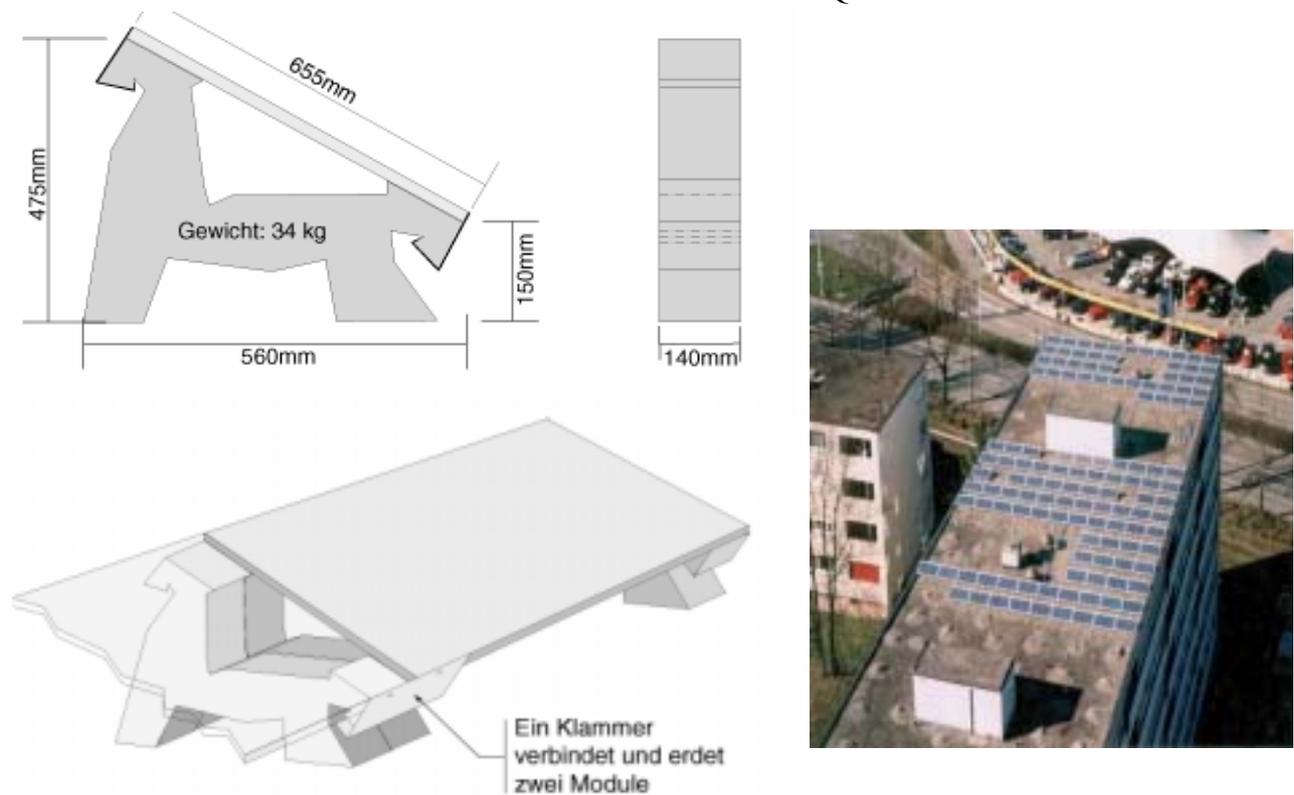
4.2.2 FLACHDÄCHER

PV-Anwendungen auf Flachdächern benötigen ein spezielles Tragesystem, mit dem die erforderliche Orientierung und der optimale Neigungswinkel für die PV-Module erreicht werden. In den folgenden Abbildungen ist eine Tragestruktur dargestellt, bei der ein Gewicht-Unterbau verwendet wird. Weitere Möglichkeiten sind:

- Tragesysteme, die an der Dachstruktur befestigt sind
- Integrierte Lösungen, es werden auch Funktionen wie Wärmeisolierung und Wasserundurchlässigkeit erfüllt.

SOFREL 98

Quelle: www.solstis.ch



Produkt	Sofrel 98
Land	Schweiz
Hersteller	Solstis Sarl
Produkttyp	PV –Halterung für Flachdächer
Anwendung	Flachdachintegration
Material	Beton
Dimensionen	Siehe Bild
Gewicht	35 kg
Systembeschreibung	
Das System ermöglicht eine sichere Montage von 100 Watt-Modulen der meisten Hersteller (Kyocera KC120-1, Siemens SM110, AstroPower AP1206, Solar Fabrik SF115, Isofoton I/110, GPV110, usw.)	
Der SOFREL98-Sockel besteht aus Beton und hat ein Eigengewicht von ungefähr 35 kg. Je zwei Sockel halten das Modul in einem Neigungswinkel von 27° und sichern die Anlage dank ihrem Gewicht auf dem Dach. V-Clip Klammern aus rostfreiem Stahl verbinden die Betonsockel an den Modulberührungsstellen und machen die Anlage einheitlich und widerstandsfähig. Da die V-Clips die Module auch elektrisch verbinden, dienen sie zudem zur Erdung der Anlage.	



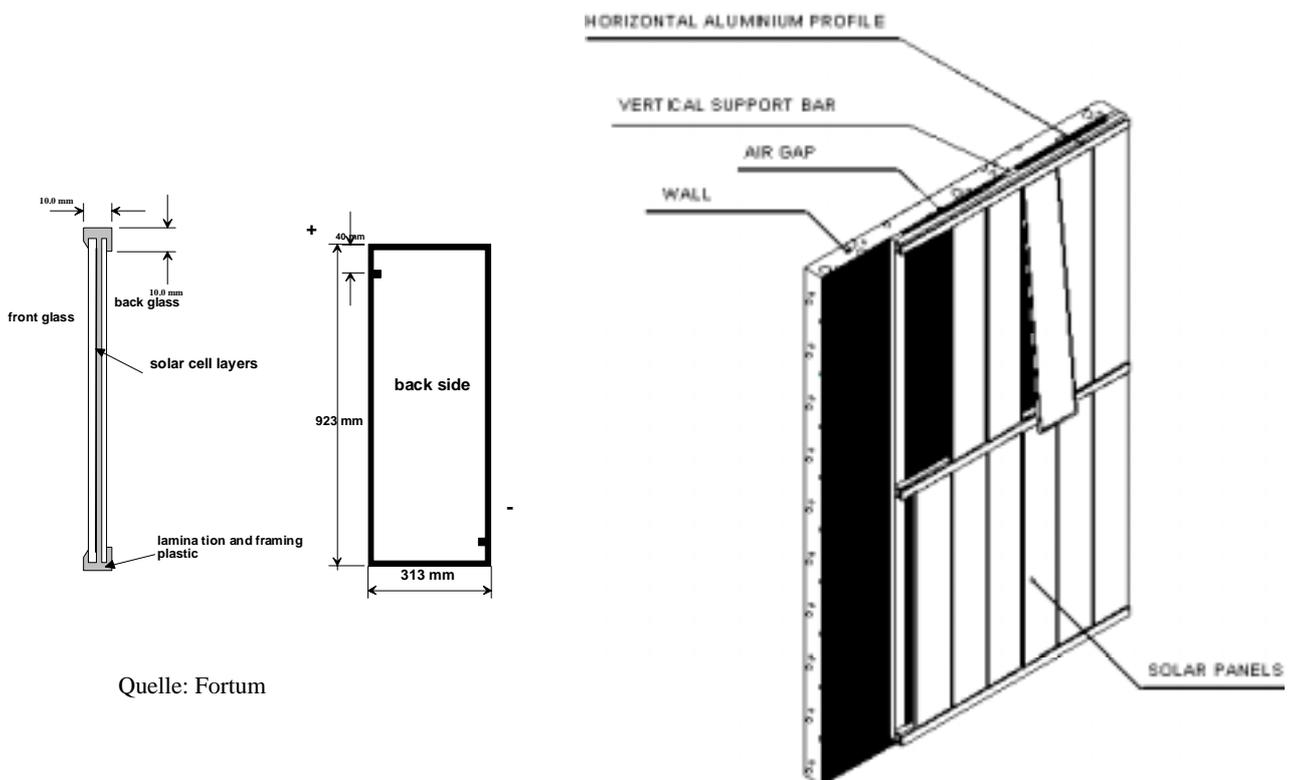
4.2.3 INTEGRATION IN FASSADEN UND SONNENSCHUTZVORRICHTUNGEN

Fassaden-Installationen erfordern wegen ihrer hohen Sichtbarkeit Lösungen auf hohem Niveau. Die technischen Erfordernisse sind ebenfalls meist komplexer als bei Flach- oder Schrägdach-Anwendungen. Die wichtigsten Möglichkeiten sind Standard Fassaden (Profilschienensystem und PV-Fassadenmodule) und PV-Module für Vordach- und Markisensysteme. Bei Vordach- und Markisensystemen sind fixe und bewegliche Modelle möglich.

4.2.3.1 Standard Fassaden

Diese vertikalen Flächen sind zwar nicht ideal ausgerichtet, so dass eine solche Anordnung einstrahlungsbedingt mit Ertragseinbußen verbunden ist, jedoch wird dieser Nachteil durch die Übernahme zusätzlicher Fassaden-Funktionen ausgeglichen. Die vielfältigen konstruktiven Möglichkeiten bei Photovoltaikmodulen ermöglichen es, dass nahezu alle Funktionen einer Fassade übernommen werden können. In erster Linie bietet sich für die Anbringung von Photovoltaik-Modulen eine vollflächige, hinterlüftete Kaltfassade mit südlicher Orientierung an. Bei entsprechender Planung mit gezielter Abluftführung kann die Modultemperatur niedrig gehalten, und die erwärmte Abluft eventuell zusätzlich genutzt werden (Stark, 2002).

a) NAPS Small Amorphous Silicon Façade Module and Mounting System

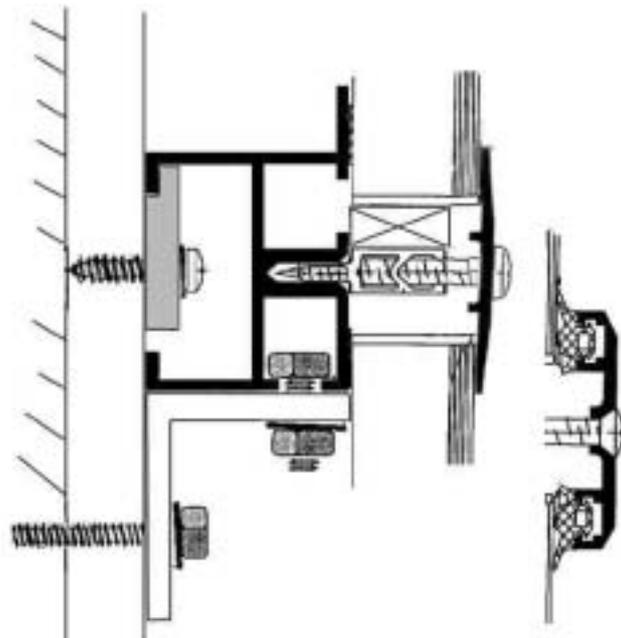
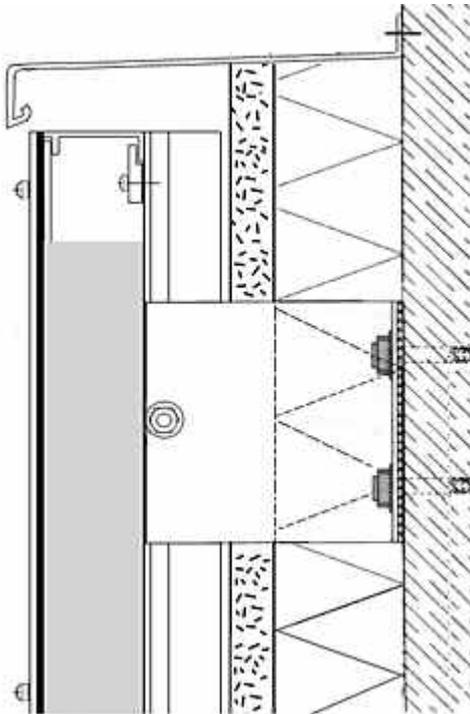




Produkt	NAPS small Amorphous Silicon Façade Module and Mounting System
Land	Finnland
Hersteller	NAPS Systems Oy
Produkttyp	Fassadenmodule
Anwendung	Fassadenintegration
Material	Aluminium
Dimensionen	Module 31,3cm x 92,3cm, vertikale Zwischenräume zwischen den Modulen 2cm
Gewicht	Module 4,2kg, das gesamte Installationsgewicht hängt von der Montagemethode ab.
Systembeschreibung	
<p>Die typische Installationsmethode ist, zunächst behandelte vertikale Holzstützen an der Wand zu fixieren und dann die speziellen Aluminium-Schienen an den Holzstützen zu befestigen. Als Alternative können die vertikalen Stützen auch aus einem anderen Material hergestellt werden. Die Module werden montiert, indem sie in die speziellen Aluminium-Schienen geschoben werden.</p> <p>Es gibt keine Limitierung für die Zahl der Modulreihen, die vertikal übereinander angeordnet werden können. Die PV-Module sind vom Typ amorphes Silizium und haben ein dunkel-kastanienbraunes bis schwarzes Erscheinungsbild.</p>	



b) PVTEC2000



Oben: Schema PVTEC2000
 Grundschiene, senkrecht montiert mit
 Fassadenkonsole thermisch getrennt
 Version: Module eingehängt und oder
 Vierpunktbefestigung

Rechts: Schema PVTEC2000
 Grundschiene, quer montiert mit
 flächenbündiger Montage und
 Klemmleistenbefestigung der Module

Quelle: www.solartechniken.de

Produkt	PVTEC2000
Land	Deutschland
Hersteller	SOLTECH Handels GmbH
Produkttyp	Fassadenmodule
Anwendung	Fassadenintegration
Material	Aluminium
Dimensionen	Variabel, abhängig von Benutzungsbedürfnis
Gewicht	Variabel, abhängig von Benutzungsbedürfnis
Systembeschreibung	<p>PVTEC2000 integriert alle Modularten in die Vorhangfassade. Dabei stehen unterschiedliche Möglichkeiten der Montage der Grundschiene zur Verfügung. Wie vom System bekannt können sie die Module mit Punktbefestigung oder Klemmleistenmontage in Fassaden integrieren. Daneben steht aber auch die Variante zur Verfügung, die Module in die Fassade einzuhängen. Außerdem kann die PVTEC2000 Grundschiene als senkrechte oder waagrechte Montagekonstruktion zur Modulbefestigung eingesetzt werden. Die unterschiedlichen Montagevarianten mit nur einer Grundschiene erlauben eine freie Gestaltung der Fassade. Die PVTEC2000 Grundschiene kann direkt flächenbündig montiert werden oder analog auf Holz, Alu- etc. Unterkonstruktionen verschraubt werden. Zugleich ist bei der Klemmleistenmontage durch die unterschiedliche Wahl von Deckschalen (Klemmleisten) die Oberfläche der Modulfläche unterschiedlich gliederbar.</p>



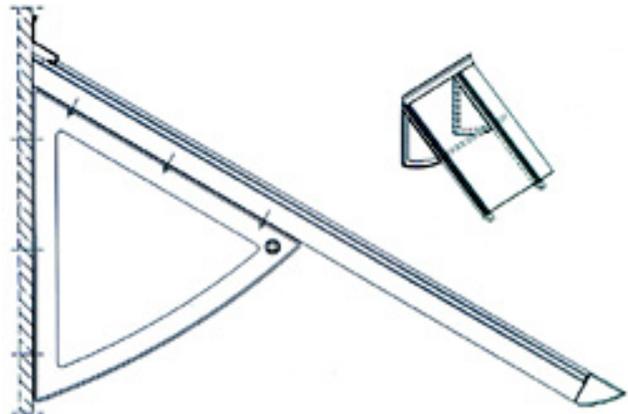
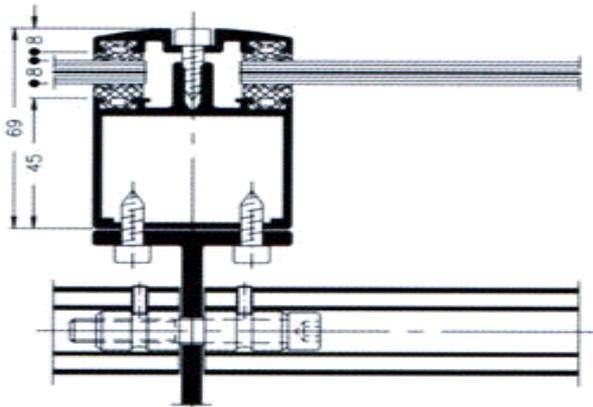
4.2.3.2 PV-Vordach- und Marquisensysteme

PV-Systeme auf Schatten spendenden Strukturen sind eine gute Kombination von passiver Kühlung und aktiver Energieproduktion. Allerdings sind fixe beschattende Bauelemente Hindernisse für den Einfall von Tageslicht zur natürlichen Beleuchtung des Gebäudeinneren. Dies ist erwünscht im Sommer und an sonnigen Tagen, kann aber ein Nachteil in den anderen Jahreszeiten und an bewölkten Tagen sein. Eine Option sind bewegliche Vordach- oder Marquisensysteme, die aber erhöhte Kosten mit sich bringen. Eine weitere Möglichkeit sind durchscheinende oder transparente PV-Module, die diffuses Licht durchlassen.

A) PV Canopy

TOP SKY I

Quelle: www.pvdatabase.com

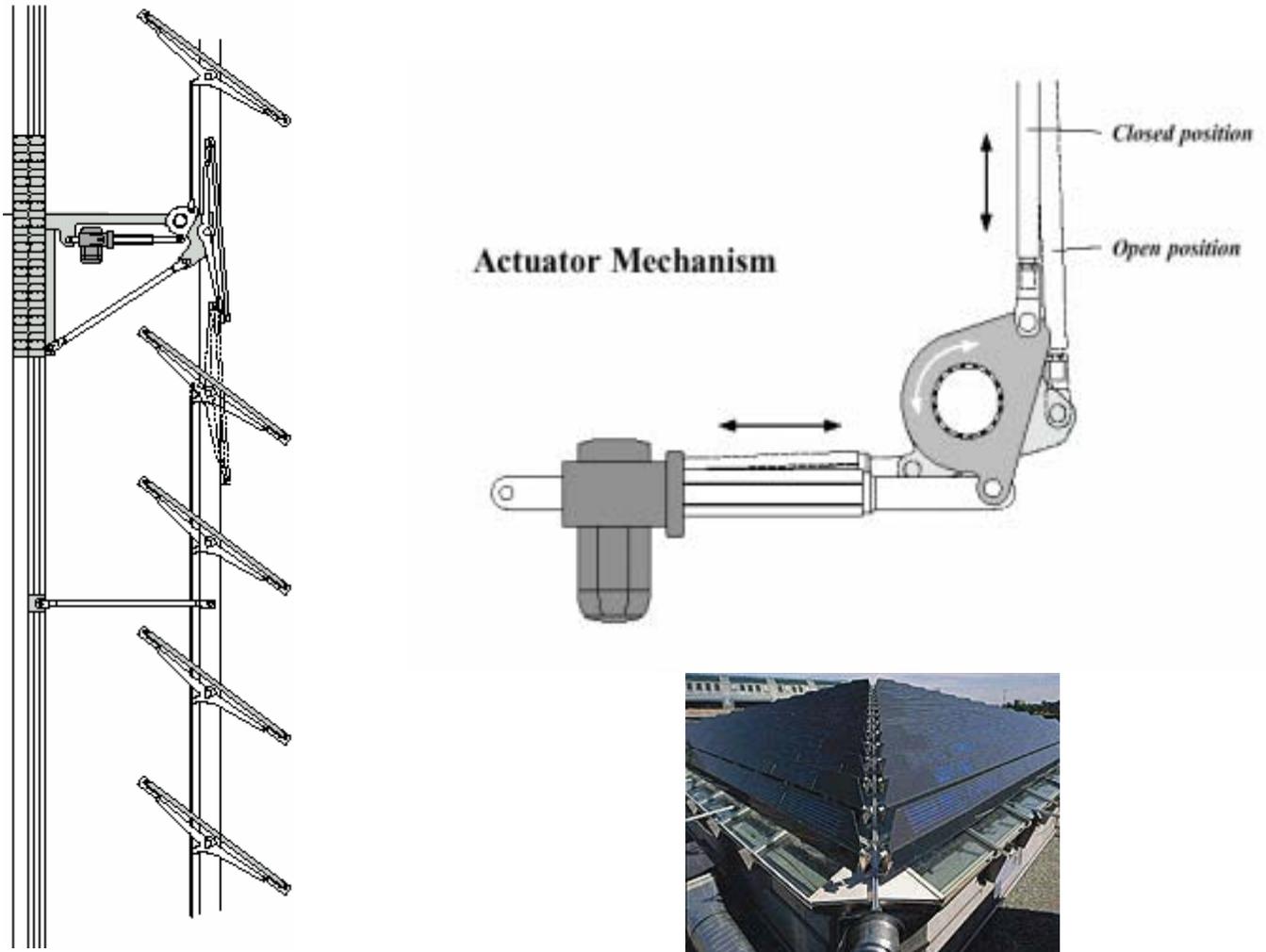


Produkt	Top Sky I
Land	Deutschland
Hersteller	Schüco International KG
Produkttyp	Canopy module
Anwendung	Fassadenintegration
Material	Aluminium
Dimensionen	Die maximale Profillänge des Top Sky I ist 1400 mm, die maximale Distanz zwischen ihnen 1000 mm
Systembeschreibung	Aus Sicherheitsgründen empfiehlt Schüco die Verwendung von Verbund-Sicherheitsgläsern oder drahtverstärkten Gläsern für die Canopy-Dächer (Vordächer). Das System ist genauso gut gemeinsam mit Holz-, Stein- oder Betonfassaden verwendbar wie mit Aluminium oder Stahl. Das System besteht aus Aluminium und Verbindungen aus rostfreiem Stahl. Der Winkel ist auf 30° fix eingestellt. Das TOP SKY-Vordach ist kompatibel mit der Schüco-Fassade FW50 +SK60V



B) PV Louver

GLASS LOUVER SOLAR CONTROL SYSTEM



Quelle: Glass Louver Solar Control System

Produkt	Glass Louver Solar Control System
Land	USA
Hersteller	Colt International Limited
Produkttyp	Movil Louver
Anwendung	Fassadenintegration
Material	Aluminium
Dimensionen	Abhängig vom System
Systembeschreibung	<p>„Shadovoltaic Louver“-Systeme werden über lineare Stellglieder elektrisch betrieben und können bei kleinen individuellen Fenstern genauso problemlos angewendet werden wie bei kompletten Fassaden. Die Glas-Paneele sind in verschiedenen Farben und Oberflächenbeschichtungen verfügbar, um spezifische Designerfordernisse zu erfüllen. Die Integration von PV-Zellen ermöglicht den Kunden zusätzliche Energiegewinne.</p> <p>Für die Glas-Paneele der Shadovoltaic-Systeme wird verstärktes Glas verwendet dessen Kanten behandelt sind, um Spannungen und Hitze-Aufweichungen zu vermeiden. Die Glasstärke kann zwischen minimal 8 mm und maximal 16 mm betragen. Die Glasspezifizierung wird für jede Anwendung maßgeschneidert, wobei auf die Projekt-Ästhetik und Betriebserfordernisse Rücksicht genommen wird.</p> <p>PV-Zellen können entweder auf die Rückseite der Glaspaneele oder zwischen zwei Schichten Sicherheitsglas lamelliert werden.</p>



4.2.4 HYBRID SYSTEME

Bei einem „PV/T System“ werden ein PV-Paneel und ein thermischer Sonnenkollektor in einem Produkt bzw. System kombiniert. Ein typisches PV/T-Hybridsystem besteht aus einem thermischen Sonnenkollektor, in dem ein PV-Laminat als thermischer Absorber verwendet wird. Das System produziert sowohl elektrische Energie als auch thermische Energie für den Verbrauch. Das wichtigste technische Problem bei der Kombination ist die Tatsache, dass PV-Paneele eine höhere Effizienz bei niedrigen Temperaturen aufweisen, während thermische Sonnenkollektoren höhere Temperaturen erreichen können.

PV-Systeme und thermische Sonnenkollektoren werden oft auf Projektebene kombiniert. Z.B. bei Wohnhausprojekten, bei denen eine separate Sonnenkollektoranlage und ein PV-System auf einem Dach oder einer belüfteten PV-Fassade kombiniert werden.

Die PV/T Technologie ist noch sehr jung und es besteht ein großer Bedarf an Forschung & Entwicklung in den folgenden Bereichen:

- š Maximierung der Wärmeübertragung von der Solarzelle zum Wärmeübertragungsmedium und Maximierung der Stromproduktion der Solarzellen bei verschiedenen Temperaturbereichen
- š Überprüfung der Lebensdauer der Kollektoren und Solarzellen, besonders für Laminat-Lösungen und Lösungen, bei denen die Solarzelle bei relativ hohen Temperaturen betrieben wird.
- š Eine Standardisierte Methode zur Bewertung der gesamten Energieeffizienz von PV/T-Systemen muss definiert werden.

Standard PV/T Produkte sind unter anderen von Chromagen Solar Energy Systems (Israel), Zenith Energietechnik (Deutschland), Solarwerk (Deutschland), SolarWerk GmbH (Deutschland), Solarwatt Solar Systems GmbH (Deutschland) und Alligator Sunshine Technologies (Deutschland) verfügbar.

Im Rahmen der Task 7-Aktivität, die sich mit PV/T Systemen beschäftigt wurde eine eigene Homepage (www.pv-t.org) erstellt.

In der folgenden Abbildung 4.8 wird ein PV/T Hybridprodukt von der Fa. SolarWerk GmbH (Deutschland) gezeigt:

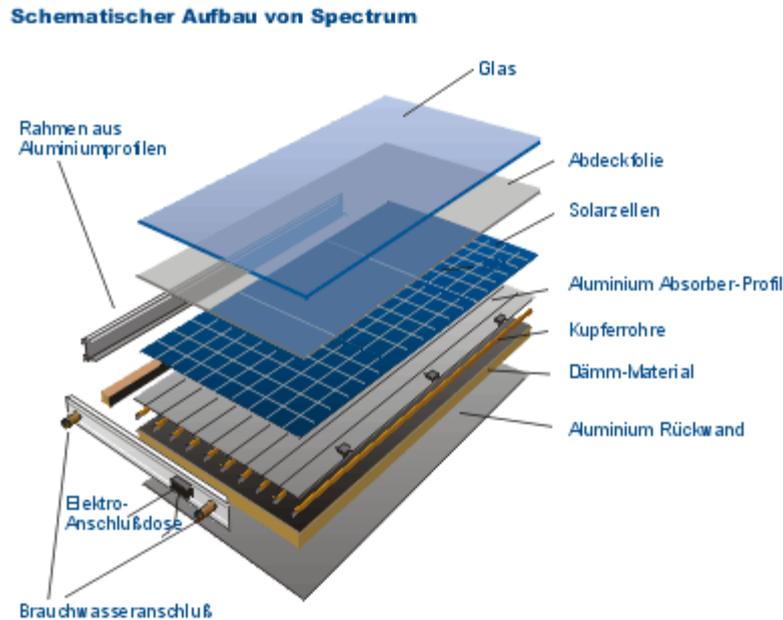


Abbildung 4.8: PV-T System von der Fa. SolarWerk GmbH
Quelle: www.solarwerk.de

4.3. DEMOSITE

Demosite ist ein internationales Ausstellungszentrum für PV Gebäudeelemente, das durch Task 16 in Lausanne, Schweiz, errichtet wurde (www.demosite.ch). Das Zentrum verfügt über umfassende Informationen über PV-Integration für Architekten, Bauunternehmen, Behörden und andere Interessenten. Demosite beherbergt Demonstrationssysteme aus einer großen Anzahl von Task 7 –Mitgliedsländern. Zwei Ausstellungsareale stehen zur Verfügung:

- š Eine Gruppe von Pavillons aus Stahlbeton, bei denen Fassaden- und Schrägdach-Produkte von den unterschiedlichsten Herstellern ausgestellt sind
- š Ein Flachdach, auf dem verschiedene Integrationssysteme für Flachdächer präsentiert werden.

Alle Systeme sind in voller Größe, „open air“ und netzgekoppelt ausgestellt. Demosite ist für alle Aussteller, die innovative PV-Integrationssysteme präsentieren oder testen wollen, offen. Bei Errichtung von Demonstrationsobjekten hat der Aussteller lediglich für die Kosten der PV-Module und das Befestigungssystems aufzukommen. Eine Sammlung von Datenblättern - erhältlich auf der Web-page - beschreibt alle ausgestellten Produkte mit technischen Details. Projektbeispiele sind für alle Interessierten verfügbar. Die Abbildungen 4.9 und 4.10 zeigen das Datenblatt, das die japanische Firma MSK-Corporation für ihre ausgestellten Schrägdächer PV-Systeme erstellt hat. Auf der Web-Page gibt es eine virtuelle Tour durch die Demosite sowie ein tutorial mit einer grundsätzlichen Einführung. Weitere Informationen: www.demosite.ch.



	demosite IEA PVPS TASK VII EXHIBITION CENTRE FOR PV INTEGRATION	11	 Laboratoire d'énergie solaire - LESO-PS CH-1015 Lausanne T +41 21 - 693 45 45 www.demosite.ch
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> STANDARD PRODUCT
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> CUSTOM PRODUCT
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> PROTOTYPE
SYSTEM DESCRIPTION <p>This photovoltaic building element is currently available on the Japanese market. It includes the following elements :</p> <ul style="list-style-type: none"> + photovoltaic modules with rails and screens + connectors, cables and a connection box + a static inverter, security elements and a control apparatus. <p>Because of the panels' bluish colour and size (half a tatami), this PV system is well adapted to Japanese architecture. The south facing roofs of numerous houses have been equipped with the system.</p>		MSK MSK Corporation Sumitomo Bldg 19F 6-1 Nishi-Shinjuku, 2-Chome SHINJUKU-KU, TOKYO 163-02 Japan Tel. +81 3 33 42 38 38 Fax +81 3 33 42 65 34 Email staff@msk.ne.jp Internet http://www.msk.ne.jp/home	

Abbildung 4.9 Beispiel Datenblatt Demosite: Erste Seite des Datenblatts der japanischen Firma MSK (Quelle: www.demosite.ch)



			
APPLICATION FIELD		MSK	
Building type	Any type of pitched roof	To develop the PV market, the Japanese Ministry of Industry and Commerce has made available a subsidy for private grid-connected photovoltaic power plants. Anticipating this action, Misawa Homes (a large manufacturer of prefabricated houses) and MSK Corporation (a manufacturer of photovoltaic modules) have joined forces to develop a new type of photovoltaic roofing.	
Building elements	Direct mount photovoltaic module		
Mounting technology	Screwed on special aluminum profile		
PV Module	Custom sized polycrystalline module with a special dimension of half a tatami (910 x 910 mm)		
AT DEMOSITE			
PV Area	25 m ²		
PV Module	Solarex (USA), polycrystalline		
Power, voltage	82 W, 23 V		
Size	910 x 910 mm		
Connection	10 x 3 modules in series; connectors		
SYSTEM TECHNOLOGY			
A primary structure of black anodised aluminium sections is mounted on the roof underlay. Photovoltaic modules with special frames are attached to these channel frames and horizontal and vertical rubber joints optically finish the roofing.			
The photovoltaic panels are ventilated from the back; on the ridge of the roof, a purpose bent steel sheet guarantees water tightness and allows ventilation from above.			

Abbildung 4.10: Beispiel Datenblatt Demosite: Zweite Seite des Datenblatts der japanischen Firma MSK (Quelle: www.demosite.ch)



5. ARCHITEKTONISCHE FALLSTUDIEN

Von zentraler Bedeutung in Task 7 war das Ziel, auf breiter Basis Beispiele der PV-Gebäudeintegration praktisch umzusetzen. Zu diesem Zweck wurden einerseits spezielle Fallstudien in den teilnehmenden Ländern realisiert, andererseits eine Dokumentation von bestehenden Projekten in einer speziellen über Internet verfügbaren Datenbank erstellt (vgl. Kap. 5.2)

5.1. PRAKTISCH REALISIERTE GEBÄUDEINTEGRIERTE DEMO-BUILDINGS (CASE STUDIES)

Im Rahmen von Task 7 wurden insgesamt 21 Projekte mit gebäudeintegrierten PV-Systemen umgesetzt. In Tabelle 5.1 sind alle im Rahmen von Task 7 errichteten gebäudeintegrierten PV-Anlagen aufgeführt.

Im Folgenden werden 10 ausgewählte Projekte gebäudeintegrierter PV-Anlagen, die im Rahmen von Task 7 realisiert wurden, näher vorgestellt. Die 10 im Detail beschriebenen Projekte wurden ausgewählt, weil an ihrem Beispiel besonders gut die Vielfalt der technischen und architektonischen Möglichkeiten (wie in Kapitel 4 beschrieben) aufgezeigt werden kann. Für die detaillierte Beschreibung wurden auch Gebäude-Renovierungsprojekte ausgesucht (Museo dei Bambini in Rom oder Universidad Verde in Jaén), um zu demonstrieren, wie PV-Module erfolgreich in einen existierenden baulichen Kontext eingefügt werden können.

Es werden nach einer Beschreibung der wesentlichen Charakteristika des jeweiligen Projektes drei für die Gebäudeintegration von PV-Anlagen entscheidende Punkte besonders herausgearbeitet, um die Vielfalt der Anwendungsmöglichkeiten zu verdeutlichen:

- Zusatzfunktionen der Bauelemente mit PV-Modulen
- Besonderheiten der technischen Umsetzung
- Kosten des Projektes

Die Leitung der „Case studies“ wurde von Cinzia Abatte durchgeführt. Informationen über die hier nicht näher beschriebenen Projekte können bei Cinzia Abatte angefragt werden (siehe Kontaktadresse im Anhang).



Tabelle 5.1 Case studies

Project	Location	Country	kWp	Building type	Type of PV-Building	New /Retrofit
Olympic Village	Sydney	Australia	629	Residential	Roof Integrated	New
Energy Park West	Satteins	Austria	17,16	Commercial	FaÇade integrated, roof	New
The Center for Sustainable Living	Toronto	Canada	4,24	Commercial	Standing seam roof, PV-canopy	New
Mississauga House	Mississauga	Canada	2,3	Residential	Roof integrated	New
Sol-300	Jutland and Funen	Denmark	750	Residential	Roof integrated	Retrofit
City Market Liehlahti	Tampere	Finland	39	Commercial	Roof integrated	Retrofit
Neubau Fraunhofer	Freiburg	Germany	23	Commercial	Building faÇade and roof integration	New
Solar Office Doxford International	Sunderland	United Kingdom	73	Commercial	Integrated inclined faÇade	New
Jubilee Campus Nottingham University	Nottingam	United Kingdom	61	Educational	Roof integrated	New
Museo dei Bambini	Rome	Italy	15,2	Commercial	Roof and canopies integration	Retrofit
SBIC East Japan	Tokyo	Japan	30,5	Commercial	Roof integrated, building canopy, eave modules, furring modules	New
NTT DO Co Mo	Tokyo	Japan	15,2	Commercial	Wall integrated	New
TSUKUBA OSL	Ibaraki	Japan	11,5	Commercial	Wall integrated, Atrium	Retrofit
ECN Building 31	Petten	Netherlands	72,4	Research Building	Canopy roof and curved roof integration	Retrofit
ECN Building 42	Petten	Netherlands	43	Research Building	PV-Integration in conservatory glazing	New
Nieuwland 1 MK PV	Amersfoort	Netherlands	1.300	Residential	Roof and faÇade integrated	New
Universidad Verde	Jaén	Spain	200	Educational	PV modules mounted on existing faÇade, PV mounted on existing parking covers, canopy roof (pergola)	Retrofit
Gothenburg Energy Building	Gothenburg	Sweden	6,8	Commercial	PV modules mounted on existing faÇade,	Retrofit
ABZ Marchwartst.	Zürich	Switzerland	53	Residential	Roof integration	Retrofit
School House Wasgenring	Bale	Switzerland	17,3	Educational	PV mounted on the roof	New/retro fit
Solar Cube	California	USA	20	Commercial	Façade	New



5.1.1 OLYMPIC VILLAGE, SYDNEY, AUSTRALIEN

In diesem Projekt wurde eine der größten „solaren Ortschaften“ der Welt verwirklicht. Die Siedlung diente während der olympischen Spiele 2000 ca. 15.300 Athleten als Unterkunft. Nach den Spielen wurden die einzelnen Häuser an Private verkauft. Das Projekt besteht aus 645 Wohnungen, die jeweils mit 1kW_p -BP –Solarzellen ausgestattet sind.

Die Sichtbarkeit der jeweiligen PV-Integration ist unterschiedlich und vom Haus-Designkonzept, von der Orientierung der Wohnungen und von der Urbanität der Umgebung abhängig. Es wurde ein Ausgleich zwischen der Integration von monokristallinen BP PV-Modulen und dem Wunsch, eine „low-tech“ Landschaft zu schaffen, gesucht.

Die Designstrategie ist auf Energieeffizienz ausgerichtet und kombiniert aktive und passive Nutzung der Solarenergie und natürliche Ventilation. Zur Gebäudeintegration der PV-Anlage wurden rahmenlose Module auf eine metallische Wasserdichtbeschichtung gesetzt und mittels sechs rautenförmigen Clips befestigt. Dieses System wurde gewählt, weil es sich beim Bauablauf in der Montagephase wegen seiner Einfachheit auszeichnet.

Eine gewisse Limitierung des optimalen PV-Betriebs wurde durch die Design-Vorgabe, schwarze anstatt optimal weißer Modulrückseiten zu verwenden, verursacht. Dadurch muss eine Effizienzreduktion um 2% gegenüber Standard-Test-Bedingungen in Kauf genommen werden.

Die geschätzten Gesamtkosten des Projektes (Jahr 2000) betragen 258,5 Mio. €. Der BIPV-Anteil daran liegt bei 5 Mio. € bzw. 7.500 € pro Haus.

Abbildung 5.1 zeigt die Dachlandschaft eines Teils der Siedlung mit dem integrierten PV-Dachsystem.



Abbildung 5.1: Dachintegriertes PV-System



5.1.2 ENERGIEPARK WEST, SATTEINS, ÖSTERREICH

Dieses Gebäude steht in Satteins (Vorarlberg) und gehört der Firma DOMA Solartechnik, einem der größten Produzenten von Sonnenkollektoren in Österreich. Das Gebäude soll dem Besitzer und anderen im Bereich erneuerbare Energie tätigen Firmen als Firmensitz dienen. Der Wärmebedarf wird von Fassadenkollektoren und von zwei Biodiesel-Blockheizkraftwerken als Nachheizung gedeckt. Strom für den Gebäudeeigenen Bedarf wird mit der PV-Anlage an der Südfassade erzeugt. Die PV-Module am Dach sind mit dem Netz gekoppelt und arbeiten als Solarkraftwerk für SAG Solarstrom AG.

Die südliche PV-Fassade dient gleichzeitig als Windschutz für den Büroeingang und für die Produktionshalle. Als Designintegration- und Montagestrategie wurden die PV-Module und Sonnenkollektoren in einer Form montiert, dass die Oberfläche von beiden auf derselben Ebene bleibt. Ganz normale gängige Fassadenelemente wurden für diesen Zweck adaptiert. In den Abbildungen 5.2, 5.3 und 5.4, sind die wichtigsten Eigenschaften der Systemkomponenten, sowie ein Panoramafoto und ein Detailfoto von der PV-Südfassade dargestellt.

Die geschätzten PV-Kosten sind ca. 109.000 €(Preisbasis 1999).



Abbildung 5.4: PV-Südfassade. Quelle: Stromaufwärts



Abbildung 5.3: Panoramafoto Energieparkwest. Satteins Quelle: Stromaufwärts

BIPV DESIGN	
COMPONENT CHARACTERISTICS	
PV system Power	South façade: 17,16 KWp West façade: 4,14 KWp Roof: 45,5 KWp
Type of building integration	Façade integrated modules
Type of cell technology	Kyocera (south façade) Solarfabrik (west façade, roof)
Modular dimensions	142,5 cm x 65 cm
Array dimensions	133 m ² , 143 modules on the South facade, 450 m ² on the roof (SAG Solarstrom AG)
Inverter	Fronius
Monitoring equipment	Thermal and electric monitoring; voltage, wind, energy production, air temperature, radiation at the south and west facades and horizontally are monitored; costs of monitoring system: 14.500 Euro.
Other BIPV system elements	On the roof of “Energy Park West” photovoltaic moduls belonging to SAG (SAG Solarstrom AG) are mounted in a conventional way. They produce “clean and green” energy – Ökostrom Ökostrom can be bought by ecological minded people who want to support renewables.

Abbildung 5.2. Charakteristika des Energieparkwestprojektes in Satteins

Kontaktperson: Dr. Karin Stieldorf



5.1.3 SOLAR OFFICE DOXFORD INTERNATIONAL, SUNDERLAND, GROSSBRITANNIEN

Das „Solar Office“ hat eine 66 m lange (950 m²) geneigte PV-Südfassade, die zum Bauzeitpunkt die größte Europas war. Das Projekt ist ein gutes Beispiel für die Verbindung von Niedrigenergiebedarf-Design bzw. Passivhaus und Optimierung der Stromproduktion aus PV. Die Abbildung 5.5 zeigt die Südfassade des Gebäudes.



Abbildung 5.5 The south façade of the Solar Office
Quelle: Dennis Gilbert Photographer

Potentiell gefährliche Überhitzungen an der Fassade (die Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom ist mit Wärmeentwicklung verbunden) werden im Winter zur Heizungsunterstützung und im Sommer zur Ventilation der Büroräume benutzt. Wenn die Temperatur auf der Rückseite der Fassade aufgrund der solaren Stromproduktion steigt, wird eine warme Luftströmung zum Dach in Gang gesetzt und auf diese Weise auch Luft aus den Büroräumen gesogen. Mechanische Belüftungsöffnungen wurden jeweils am bodenseitigen und am dachseitigen Ende der Fassade installiert, um die Luftströmung zu unterstützen und die PV-Systeme auf diese Weise zu kühlen. Um eine konstante Saugwirkung auch bei stark windigen Außenbedingungen zu gewährleisten, wurden die dachseitigen Belüftungsöffnungen in geschützten Vertiefungen angelegt (Schutz gegen Südwest- und Nordost- Winde). Die Vertiefungen wurden von quergestellten Windfängen überragt, um Schutz gegen Winde zu bieten, die entlang der Richtung der Vertiefungen wehen (siehe Abbildung 5.6). Dem Mangel an thermaler Speichermasse in der Fassade konnte in gewisser Weise begegnet werden, indem eine spezielle Beton-Dachkonstruktion gewählt wurde. Die Eigenschaften der Fassade in Bezug auf Wärmeisolierung sind im Vergleich mit Glasfassaden gut aber schlechter als bei massiven Wandkonstruktionen. Insgesamt konnte aber gewährleistet werden, dass die Wärmeverluste durch die Gebäudehülle sehr gering sind.

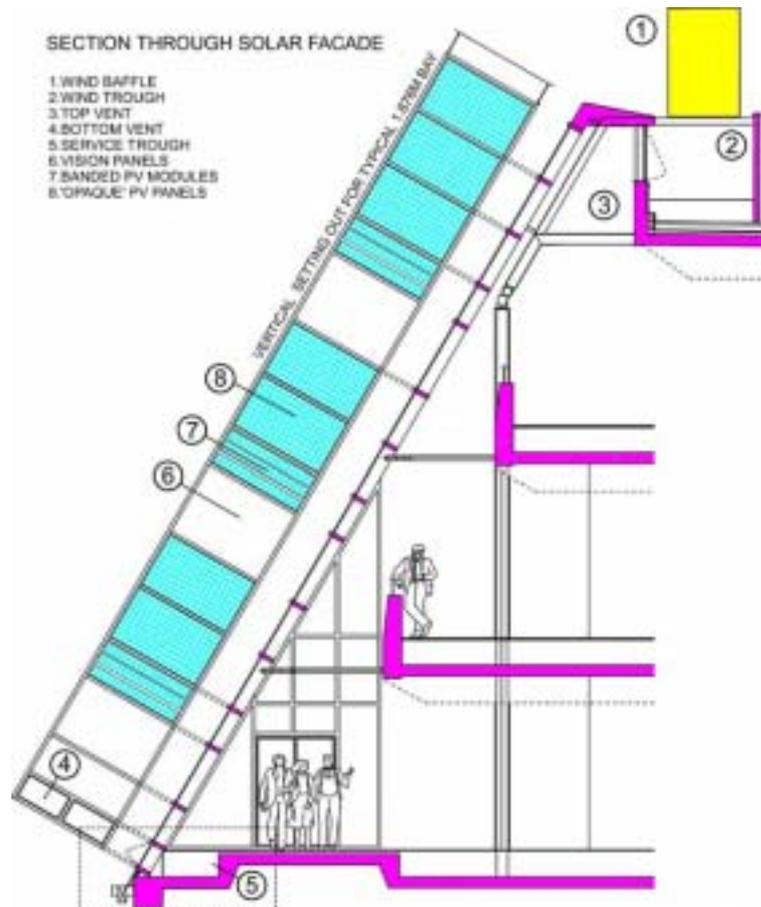


Abbildung 5.6 Detailed section through solar façade and single bay in elevation

Quelle: David Lloyd Jones,
Studio E Architects Ltd

Bezüglich der Auswahl der PV-Module wurden gleichzeitig die Optimierung der elektrischen Leistung und die Optimierung der Nutzung der natürlichen Beleuchtung verfolgt. Zu diesem Zweck wurde eine Struktur mit den folgenden Teilen gewählt:

- š Horizontale Bänder mit klarem Glas ermöglichen Ausblick und gewährleisten gute Lichtverhältnisse im Inneren.
- š Semitransparente PV-Module minimieren das Risiko von zu greller Beleuchtung und Blendung
- š Nahezu lichtundurchlässige PV-Module bei denen 80% bis 90% des Tageslichtes durch die dichte Packung der Solarzellen von den Innenräumen abgehalten wurden.

Polykristalline Module wurden wegen ihrer größeren Effizienz und ihrer bewährten Lebensdauer gegenüber monokristallinen Modulen als geeigneter erachtet.

Glas-auf-Glas-Module wurden gegenüber Modulen mit lichtundurchsichtigen Rückseiten bevorzugt, da das durchtretende Tageslicht Möglichkeiten zur Gestaltung der natürlichen Beleuchtung und damit zur Belebung der Innenräume bietet und grelles Licht und zu starke Kontraste vermieden werden können. Dieser Effekt ist in der Abbildung 5.7 zu sehen.



Abbildung 5.7: Die Solarfassade zeigt den Effekt, den Glas/Glas-Module auf die Innenräume haben können, wenn die Sonne scheint. Quelle: Dennis Gilbert Photographer

Der PV-Anteil der Gesamtprojektkosten (einschließlich Monitoring System) beläuft sich auf ca. 750.000 € bzw. ca. 160 €/m² Nutzungsfläche oder 1.500 €/m² Solarfassadefläche (Preisbasis 1998).

5.1.4 MUSEO DEI BAMBINI DI ROMA SCARL ONLUS, ROM, ITALIEN

Ziel dieses Projektes war es, die natürliche Beleuchtung des renovierten Gebäudes (eines alten Lagerhauses) mittels einer auf dem geneigten Süddach integrierten 15 kW_p netzgekoppelten PV-Anlage zu verbessern und die Heizlast zu vermindern. Abbildung 5.8 zeigt eine Luftansicht des Projektes.



Abbildung 5.8: Luftaufnahme des "Museo dei Bambini" in Rom
Quelle: Abbate & Vigevano Design Studio



Die PV-Anlage wird neben ihrer Funktion als Stromproduzent zum passiven Kühlen und Heizen verwendet. Die Heizlast wird dadurch um 11,3%, die Kühllast um 52,8% verringert. Bei der 8,2 kW_p-Dachinstallation wurden polykristalline Eurosolare Doppelglasmodule installiert. Die Gesamtfläche beträgt dabei 142 m². Spezielles reflexionsarmes Glas wurde zwischen den Doppelglasmodulen angebracht, um einerseits eine ausreichende natürliche Beleuchtung zu gewährleisten und andererseits durch klares Licht die architektonische Wirkung der Gusseisen-dachträger zu betonen (siehe Abbildung 5.9). Für das 7 kW_p PV-Vordach-System wurden Standardglas- und Tedlar-Module verwendet. Die Gesamtfläche dieser Teilanlage beträgt 76 m². Fixe und bewegliche Vordächer wechseln einander ab und decken die teils lichtundurchlässige teils transparente Außenhülle der Südfassade ab. Auf diese Weise werden die Ausstellungsräumlichkeiten mit kontrollierter natürlicher Beleuchtung versorgt. Im Detail wurde für das Befestigungssystem am Dach ein typischer PV-Schüco Fensterrahmen adaptiert. Für die beweglichen Vordächer (siehe Abbildung 5.10) entwickelten die Projektarchitekten Abbate e Vigevano in Zusammenarbeit mit Eng. Bruno Masci spezielle Strukturstützen, um das Standard PV-Modul-Band abzustützen. Diese vertikalen Lentikular geformten Elemente wurden neben den existierenden Gusseisensäulen platziert und bilden auf diese Weise ein "Echo" zum leichten "Spinnennetz-Design" der Palenceau Originalstruktur.



Abbildung 5.9: Innenaufnahme des PV-Daches
Quelle: Abbate & Vigevano Design Studio

Die Projektkosten umfassen Design, Marketing, PV-Module, elektrotechnische Komponenten und die Installation sowie die Strukturstützen und die Installation der Vordächer. Sie betragen 166.130 €(Exkl. MwSt) oder 10.930 €/kW_p (Preisbasis 2001).

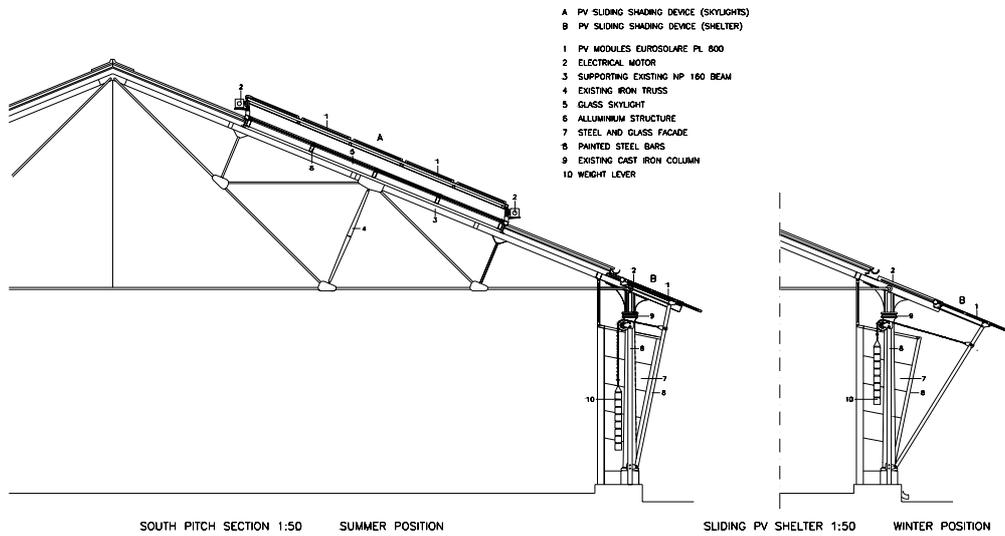


Abbildung 5.10: Details des beweglichen Vordaches
Quelle: Abbate & Vigevano Design Studio

5.1.5 SBIC EAST HEAD OFFICE BLDG, TOKYO, JAPAN

Beim Büro der Tokio Small and Medium Business Investment Consultation Company (SBIC) in Tokio wurden auf verschiedene Weisen PV-Module mit einer Gesamtleistung von 30,5 kW_p integriert.

Von Planungsbeginn an waren vertikale Lamellen geplant, um die Sommerkühllast zu verringern. Um zusätzlich die Möglichkeit der Stromerzeugung zu nutzen, wurden die Lamellen mit PV-Systemen versehen. Insgesamt wurden vier verschiedene Typen an PV-Systemen umgesetzt, deren jeweilige Funktionalität in der folgenden Abbildung erklärt wird.

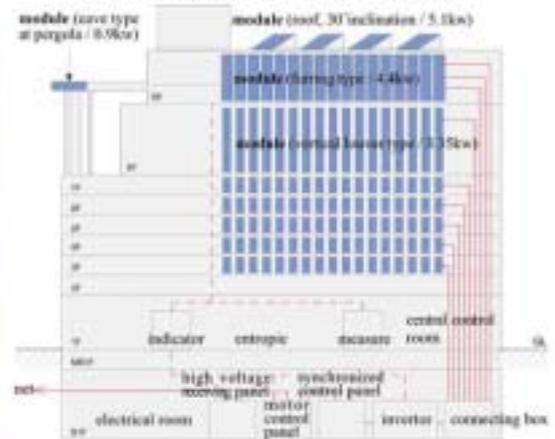
- š Flugdach-Typ: 0,9 kW_p semi-transparent (eave type semi-transparent array)
- š Geneigter Typ: 5,1 kW_p (inclined type module)
- š Typ Dachverkleidung: 4,4 kW_p (Furring type module)
- š Typ Beschattungslamellen: 20,1 kW_p, semi-transparent (Shade louver type semi-transparent module)



The location of photovoltaic of Module



The Layout of solar energy equipment



1. Eave type module at pergola



Light grid modules are installed as the horizontal pergola above the plant beds at the eastern front on 8 story. The top part of the building is aesthetically important and also good for sunlight.

2. Inclined type module on roof



The triangle gable panels are installed to express the inclination of blue colored polycrystalline silicon standard module series for the architectural feature of top part design.

3. Furring type module at parapet



The new module consists of three parts: ① tempered glass cover, ② gray colored polycrystalline silicon fixing on backing aluminum plate and ③ anodized aluminum surrounding frame. These modules are applied at the furring at the top part of the building where there is good sunlight and to conceal various machines on the roof.

4. Shade louver type module



The vertical type photovoltaic (PV) shade louver was developed to reduce the effects of the afternoon sun which affects the interior heat environment, generate electric power and match the architectural features. The light grid modules, with black colored monocrystal silicone between tempered glass, are vertically supported by dot point support glass (DPG).

Abbildung 5.11. Funktionalität von den verschiedenen PV-Systemtypen in SBIC East Head Office Bldg, Tokyo, Japan. Quelle: Jiro Ohno, Architectural Design Div. NIHON SEKKEI, INC

Die Gesamtkosten des Gebäudes sowie der Anteil der PV-Systeme sind in der folgenden Tabelle ersichtlich (Basispreis 1998):

Solar modules	59	million yen
Other electrical components	13	million yen
Installation costs	57	million yen
Maintenance, monitoring & others	10	million yen (for 5 years)
Project finance share	50% SBIC East's share, 50%NEDO's share.	
Annual power consumption (year 2000)	930 642 850,	kWh
Annual power generation (year 2000)	13.029,	kWh
Pay back rate:	about 1,4%	
Total cost of Field Test of Solar Energy Plant	139	million yen
Total cost of SBIC East bldg	3.300	million yen

1 €:100 ¥



5.1.6 NIEUWLAND 1 MW PV, AMERSFOORT, NIEDERLANDE

Nieuwland ist ein neues Siedlungsareal in der Stadt Amersfoort (123.000 Einwohner). Die Siedlung besteht aus insgesamt ca. 4.000 Wohnungen für ca. 11.000 Anwohner. Ein Teil der Siedlung wurde ausgesucht, um alle dazugehörigen Häuser mit PV auszustatten. Dabei wurden 1,3 MWp auf ungefähr 500 Einfamilienhäusern, und einigen anderen Gebäuden wie einer Sporthalle, einer Schule, einem Kindergarten, einer Kirche und einem Mehrfamilienhaus installiert. Die Häuser sind auf neun Sektoren aufgeteilt, wobei jeder Sektor von einem Bauunternehmer betreut wurde. PV war von Anfang an Teil des Konzeptes, das aus der engen Zusammenarbeit zwischen Architekten, Raumplanern und Bauherren entstand. Diese Zusammenarbeit mit Berücksichtigung von konkreten Designrichtlinien in allen Bereichen (Ästhetik, elektrisches und technisches System) war wesentlich, um eine standardisierte Arbeitsweise bei einem so großen Projekt mit vielen Teilnehmern zu erreichen. Ein Ziel war es, bereits PV-Standardsysteme der PV-Industrie verwenden zu können, um einerseits Betriebssicherheit und andererseits durch die Massenproduktion günstige Preise zu erzielen. Flachdächer, Schrägdächer, und Fassaden wurden mit PV ausgerüstet. Die Fa. Ecofys hat einen Planungsleitfaden für die Architekten erstellt, in dem Anforderungen bezüglich Dachneigungswinkel, Orientierung, Beschattung, etc. beschrieben sind. Die meisten Dächer weisen einen Dachneigungswinkel von etwa 20° auf. Die PV-Module sind meistens in den Dachschrägen integriert. Zum Beispiel wurden Laminatmodule in einem Profilsystem montiert und bilden auf diese Weise eine Wasserdichte Abdeckung. Zwischen dem Holzdach und den Profilen wurde eine Wasserdichte aber dampfdurchlässige Folie montiert, um absolute Wasserdichtheit garantieren zu können. Für Flachdächer wurde eine leichte umweltverträgliche und kostengünstige Kunststoffaufständerung eingesetzt (Console von Econergy). Für das Management des Gesamtprojektes und unter anderem auch für die PV-Systeme wurde ein strenges Qualitätsprüfungssystem verfolgt.

Der PV-Anteil der Kosten liegen bei ca. 7 €/Wp, wobei die Kosten im Detail zwischen den einzelnen Subsektionen variieren (Preisbasis 1999).



Abbildung 5.12: Aufständerung der PV-Module auf die Flachdächer. Es wurde eine leichte, umweltverträgliche und kostengünstige Kunststoff-Aufständerung eingesetzt.

Quelle: Frank Wouters, Ecofys

5.1.7 UNIVERSIDAD VERDE, JAÉN, SPANIEN

Das Hauptziel dieses Projekts war die Integration einer mittelgroßen PV-Anlage in einem Universitätscampus. Verschiedene architektonische Lösungen wurden mit Standard PV-Modulen umgesetzt.

- š` Parkplatzüberdachung
- š` Pergola
- š` Fassade

Das Projekt beinhaltet vier verschiedenen Systeme:

Die Systeme 1 und 2 wurden so entworfen, dass das vorhandene Tragsystem der Parkplatzüberdachung als Halterung verwendet werden konnte. System 1 und 2 haben jeweils monokristalline Isofoton Module mit insgesamt 70 kW_p (Siehe Abbildung 5.13).

Das System 3 (monokristalline Isofoton Module mit insgesamt 20 kW_p) bildet eine Pergola, die neben dem Technikhaus gelegen ist, wo Wechselrichter, Datenacquisitionssystem, Sicherheits- und Schutzelemente untergebracht sind. Die Pergola hat transparente Tedlar, wodurch die Struktur semi-transparent wird. Durch die Beschattungsnutzung der Konstruktion ist die Architektur dem vorherrschenden Klima angepasst (siehe Abbildung 5.14)

Im System 4 (insgesamt 40 kW_p polykristalline Shell Module) ist der PV Generator in die südliche Fassade eines vorher schon bestehenden Universitätsgebäudes integriert. Die Motivation für die Ausführungsweise dieser Konstruktion war, einen plakativen, ästhetischen Effekt zu erzielen (Siehe Abbildung 5.13 und Abbildung 5.14)



Abbildung 5.13: Gesamtansicht des „Universidad verde“-Projekts in Madrid. Quelle: Nuria Martin, CIEMAT



Abbildung 5.14: Fassade und Pergola in der „Universidad verde“, Madrid. Quelle: Nuria Martin, CIEMAT

Die geschätzten Kosten des Projektes (Preisbasis 2000) – unterteilt in die verschiedenen Einzelpositionen sind:

Engineering	57.340 Euro
Architecture	1.964 Euro
PV Modules	908.598 Euro
Inverter	188.234 Euro
Electrical material	26.234 Euro
Installation, cabling, civil work, support structure	328.387 Euro
Project visa	2401 Euro
Total	1.513 157 Euro

5.1.8 GÖTHEMBURG ENERGY BUILDING, SCHWEDEN

Der private einheimische Energieversorger Göteborg Energie AG installierte eine 180 m² große Südfassaden-PV-Anlage mit einer Leistung von 6,8 kW_p. Zwei Ziele wurden damit verfolgt: einerseits genug Strom zu erzeugen, um alle elektrischen Autos der Firma aufzuladen, andererseits die Leute darauf aufmerksam zu machen, dass die Firma sich für erneuerbare Energie engagiert. Diese Ziele wurden erreicht, indem die PV-Fassade mit einem dekorativen Muster errichtet wurde.

570 Stück 12 Wp-Dünnschicht- NAPS Fassadenmodule wurden auf speziell entworfenen Aluminium Profilen, die an der Fassade befestigt sind, montiert. Diese Technik erlaubt die schnelle Installation und ermöglicht den Austausch einzelner Module für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Die Laminat-Technik wurde durch eine stabileren Technik ersetzt, die weniger bruchanfällig ist - eine wichtige Eigenschaft bei großen PV-Fassadenflächen.

Die Module wurden auf zwei getrennten Flächen - aufgeteilt auf sieben Sektionen - installiert. Jede Sektion speist einen eigenen Strang-Wechselrichter an, der die erzeugte Energie auf Wechselstrom umwandelt und so die Einspeisung ins Gebäudenetz ermöglicht. Für die schnelle und problemlose Montage der Module wurde die Tragkonstruktion aus horizontalen H-Form-Profilen hergestellt. Die Module müssen dabei einfach nur in Position gedrückt werden. Weder Verschraubung noch anderweitige Befestigung ist notwendig – die Module bleiben durch das Eigengewicht in Position. Abbildung 5.15 und Abbildung 5.16 zeigen das Projekt sowie ein Detail des Fassadenmoduls.



Abbildung 5.15 Die Solaranlagen schließen auch Stahlplatten mit ein, um ein dekoratives Muster zu bilden. Die linke Solaranlage ist 21 m hoch und 5m breit

Quelle: L Selhagen fortum AES

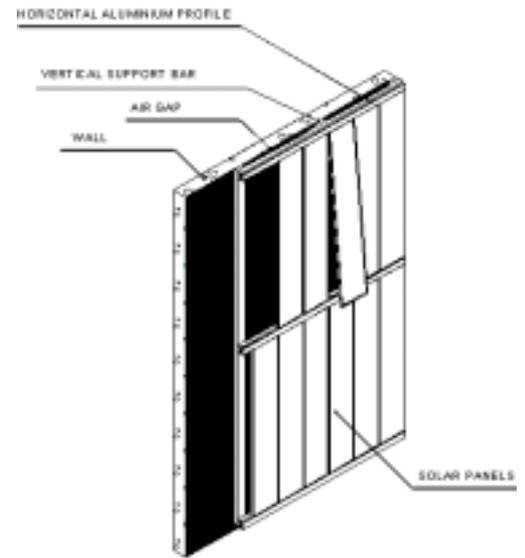


Abbildung 5.16 Die Module werden zwischen Aluminium-Profilen installiert und stehen durch ihr Eigengewicht.

Die geschätzten Kosten des Projektes (Preisbasis 1998) – unterteilt in die verschiedenen Einzelpositionen sind:

Design	34.114 Euro
Solar modules	64.130 Euro
Inverters	8.370 (approx.) Euro
Electro installation	6.920 Euro-
Mounting system	5.805 Euro
Construction (labor)	21.629Euro
White enameled sheets	3.251Euro
Miscellaneous	4.194 Euro
Costs per kW	$148.413/6.8 = 21.8 \text{ Euro/W}_p$
Total (Euro)	148.413 Euro

5.1.9 WASGENRING HAUS, SCHWEIZ

Im Rahmen der neuen Solarstrombörse des Energieversorgungsunternehmens von Basel wurde eine PV-Anlage mit dem neuen SOLGREEN-System auf einem Schulgebäude errichtet. Insgesamt 216 monokristalline BP Solar 580-Laminare wurden auf einer 300 m²-Dachfläche installiert. Die installierte Leistung beträgt 17,3 kWp.

Das bestehende Flachdach des Schulhauses war bereits als „grünes Dach“ mit vollständiger Bepflanzung ausgeführt. Es war gefordert, dass nur geringes zusätzliches Gewicht auf dem Dach installiert werden darf. Das erforderte eine neue Lösung für die Unterkonstruktion: Es wurde ein Leichtsystem konzipiert, das durch eine Kiesschicht und das Substrat für die Dachvegetation befestigt werden konnte. Eine weitere Anforderung an das System war, dass ein möglichst großer Freiraum über dem Niveau der Dachfläche bestehen bleibt, da einerseits die Vegetation



bis zu 40 cm hoch wächst und andererseits genügend Platz für Arbeiten am Dach (z.B.: Rasenmähen) erforderlich ist. Gleichzeitig war wegen der Zugänglichkeit der PV-Anlage und der guten Einsichtsmöglichkeit ein elegantes Tragsystem durch die Baseler Behörde gefordert. Das System musste darüber hinaus einfach zu montieren, kostengünstig und optisch ansprechend sein. Die Abbildung 5.17 zeigt das Dach der Schule und das System Solgreen.



SOLGREEN LARGE



SOLGREEN SMALL

Abbildung 5.17: System Solgreen auf dem Dach des Wasgenring Haus in Basel , Schweiz. Links oben und Links unten sind die derzeit auf dem Markt angebotenen Produkte SOLGREEN SMALL und SOLGREEN LARGE zu sehen.

Quelle: Enecolo AG

Die geschätzten Gesamtkosten des Projektes (Jahr 2000) – unterteilt in die verschiedenen Einzelpositionen sind:

Solar modules	63.000 Euro
Inverters	11.800 Euro
Mounting system SOLGREEN	26.100 Euro
Mounting	10.100 Euro
Mounting system	5.805 Euro
Electro installation	5.100 Euro
Planning, Design	13.900 Euro
Miscellaneous	4.800 Euro
Total (Euro)	134.800 Euro



5.1.10 SOLAR CUBE, USA

Diese 12 Stockwerke hoch auf einen Eck stehende Kubus überragt die „Main Street“ in Santa Ana in Kalifornien. Der Riesen-Kubus soll das öffentliche Interesse für die Produktion von Erneuerbarer Energie des Discovery Science Centers erwecken. Über 360 m² amorphe PV-Module bedecken die gesamte südlich gewandte Würfelseite. Die Dünnschichttechnologie-Module dienen dabei als architektonisches Element und verhelfen der Gebäudeoberfläche zu einem besonderen optischen Erscheinungsbild. Die Solaranlage produziert 20 kWp Leistung und ist die erste große gebäudeintegrierte Anwendung von Dünnschicht-PV in den USA.

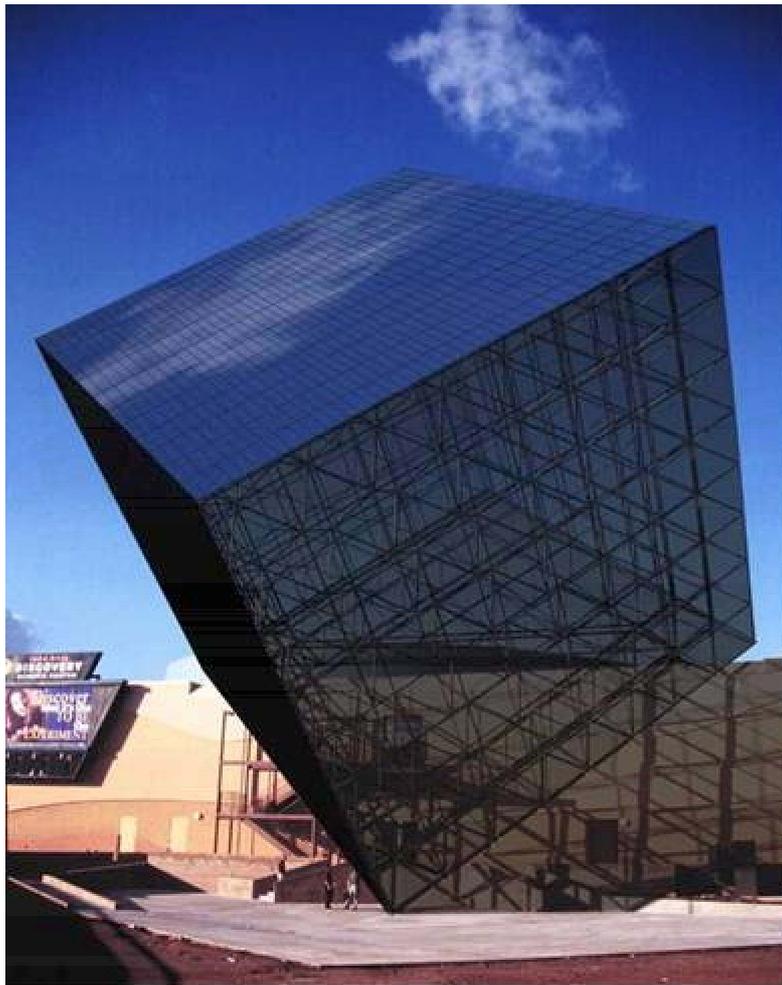


Abbildung 5.17: Solar cube
Quelle: Steven Strong

5.2. DOKUMENTATION VON BESTEHENDEN PROJEKTEN (PV DATABASE)

Task 7 hat bestehende BIPV Projekte gesammelt und evaluiert und über 300 Projekte in eine Internet-Datenbank (www.pvdatabase.com) geladen (siehe Gesamtaufstellung der derzeit beinhalteten Projekte im Anhang B). Die Datenbank gibt einen schnellen Überblick über PV-Projekte und beinhaltet alle notwendige Informationen (Gebäudeart, Systemleistung, PV-



Technologie, Preise, Materialien. Energieversorger...) und eine kurze Beschreibung des jeweiligen Projekts. Auf diese Weise werden die derzeit vorhandenen Technologien vorgestellt. Das Hauptziel der Datenbank ist es, Architekten, und anderen Interessenten einen einfachen Zugang zu vielfältigen Projekten als Referenz für neue Designs zu öffnen. Das Projekt „PV-Datenbank“ wird als Task 7-Ergebnis erachtet, wird aber weiterhin laufend mit neuen Projekten aktualisiert werden.

In Abbildung 5.18 ist die Homepage der PV-Datenbank dargestellt. Die verschiedenen Projekte können nach Land oder angewandeter Integrationstechnik abgerufen werden. Die in der Datenbank beinhalteten Produkte können nach Namen, Herstellerland, Produktanwendung oder Produkttyp abgerufen werden. Die Beschreibung der Produkte enthält außer den genannten Informationen eine kurze Erklärung des Montagesystems, die Kontaktadresse und einen Link zu Projekten, bei denen es angewendet wurde.

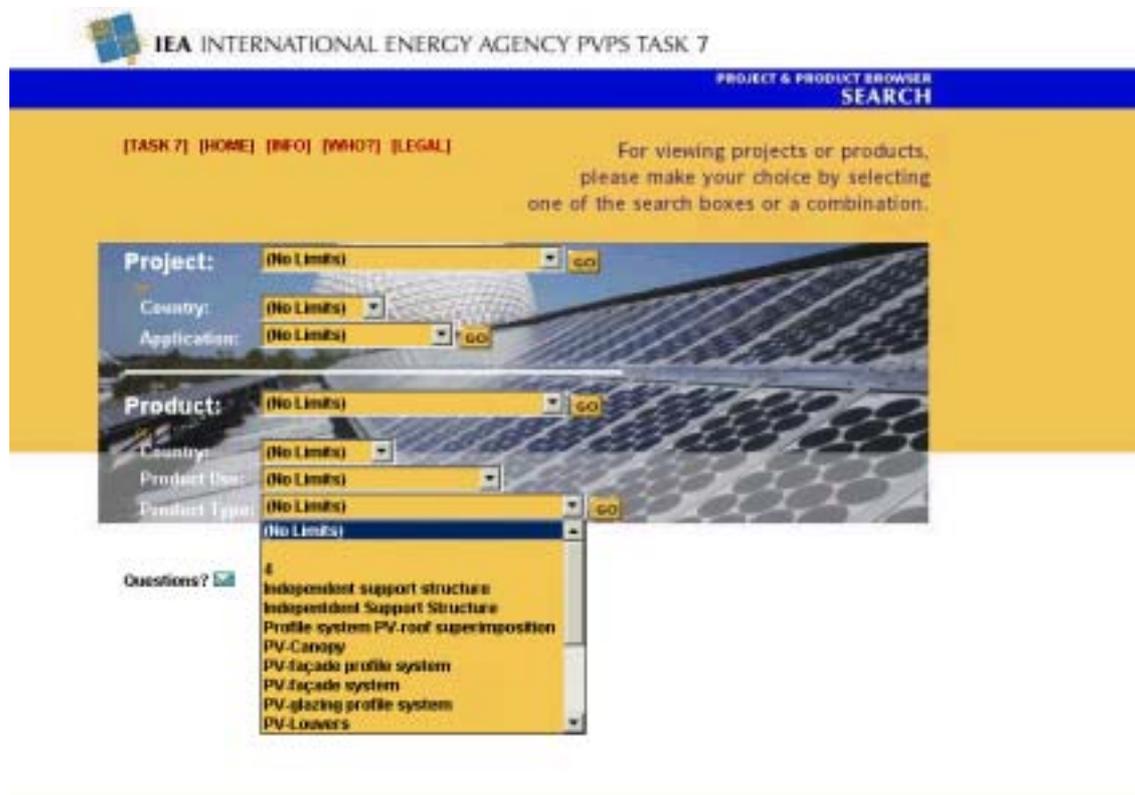


Abbildung 5.18: PV Database-Homepage www.pvdatabase.com

In der Tabelle 5.2 sind die in der PV-Datenbank beschriebenen österreichischen Projekte aufgeführt. Darüber hinaus sind in den Abbildungen 5.19 bis 5.22 Fotos von den folgenden österreichischen Projekten, die in der „Database“ enthalten sind, dargestellt:

Abbildung 5.19: Evangelische H.B Kirche, Wien

Abbildung 5.20: Sonnenpark Dornbirn, Dornbirn

Abbildung 5.21: Landeshochbauamt des Landes Vorarlberg, Feldkirch

Abbildung 5.22: PV Fassade Kitzmantel, Scharnstein



Tabelle 5.2: Österreichische integrierte PV-Systeme in www.pvdatabase.com

PROJEKT	CITY	INTEGRATIONS-TECHNIK	PV SYSTEM-LEISTUNG (KWp)	PROJEKT	CITY	INTEGRATIONS-TECHNIK	PV SYSTEM-LEISTUNG (KWp)
Evangelische H.B Kirche	Wien	Schrägdach,	3,3	Stadtwerke Hall	Hall in Tirol	Fassade	12,42
Energiepark West	Satteins, Vorarlberg	Fassade	62,6	PV Fassade Kelag	Klagenfurt	Fassade	10,2
Fachhochschule Wiener Neustadt	Wien	Fassade	3	PV Fassade Kitzmantel	Scharnstein, Oberösterreich	Fassade	3,2
Handelshaus A. Wild	Innsbruck	Vordach	13	PV-Fassade Office Center	Salzburg	Fassade	50
Haus der Zukunft	Schmieding, Oberösterreich	Fassade und Schrägdach	3,47	Vorarlberger Kraftwerke AG	Bregenz	Fassade	11,76
Haus Frick	Batschuns, Vorarlberg	Fassade	400	Stadtbetriebe Linz GmbH	Linz	Vordach	20
Hirschmann Industrial Hall	Rankweil, Vorarlberg	Fassade	2,14	Sonnenpark Dornbirn	Dornbirn, Vorarlberg	Fassade	18,08
Karrensseilbahn Dornbirn	Dornbirn, Vorarlberg	Fassade	2,56	Landeshochbauamt des Landes Vorarlberg	Feldkirch, Vorarlberg	Fassade	5,346
Firma Metzler Maschinen-Handel	Feldkirch, Vorarlberg	Fassade	5,56				



Abbildung 5.19:
Evangelische H.B Kirche, Wien



Abbildung 5.20
© stromaufwärts
Sonnenpark Dornbirn, Dornbirn



© stromaufwärts

Abbildung 5.21

Landeshochbauamt des Landes Vorarlberg, Feldkirch



Abbildung 5.22

PV Fassade Kitzmantel, Schornstein

5.3. PV IN NON-BUILDING STRUCTURES⁸

PV-Module können auch in „Non-Building Structures“ wie zum Beispiel Haltstellen-Häuschen, Straßenlaternen und Lärmschutzwände integriert werden. Das Potential für die Verwendung von PV in „Non-building Structures“ in der gebauten Umwelt ist auch in der modernen Gesellschaft mit gut entwickelten elektrischen Versorgungsnetzen sehr groß.

Für Anwendungen mit geringeren Anforderungen an die elektrische Leistung kann PV eine Alternative zur Anbindung an das Versorgungsnetz darstellen. Damit kann das Aufgraben von Straßen und Gehwegen für die Verlegung der Kabel vermieden werden. PV in diesen Anwendungsnischen kann auch eine attraktive Design-Komponente sein, die in Strukturen eingebunden wird, die ökonomischen Nutzen mit attraktivem Erscheinungsbild verbinden.

Ein zusätzliches Ziel können die Widererkennbarkeit und Sichtbarkeit der PV-Energieproduktion sein. Aber auch das Gegenteil kann Ziel der Anwendung von PV in „Non-Building Structures“ sein: eine diskrete Anpassung an eine sensible Umwelt.

Die Projektierung von PV-Systemen für „Non-Building Structures“ muss eine Reihe von Kriterien berücksichtigen: Beschattung, Orientierung, Erscheinungsbild und technische Erfordernisse. Anwendungsbeispiele, Charakteristika, Probleme der Implementierung sowie Designkriterien von PV in „Non-Building Structures“ sind in der Tabelle 5.3 dargestellt. In den Abbildungen 5.24 bis 5.27 sind einige attraktive Beispiele für „Non-Building Structures“ angeführt, z.B. das PV-Vordach des Bahnhofes in Morges, Schweiz.

⁸ Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf der Analyse in Anderson et al, 2001

Tabelle 5.3: Eigenschaften von „PV-Non-Buildin-Structures“ und Designstrategien

	Applications	Dimensions	Electrical Requirements	PV Surface Requirements	Implementation Problems
Urban Street Equipment	Parking meters, information signs, ticket vending machines, information boards, etc.	Height 1,2-1,5 m	25-100 W	0,2-1,0 m ²	Vandalism, theft, low irradiation, small available surface, repair & replacement
Barriers	Fences, gates, noise barriers, etc	Height 1,2-2,5 m	100-500 W/m	1,0-5,0 m ² /m	Vandalism, theft, soiling, repair & replacement
Shelters	Bus stops, telephone boxes, parking umbrellas, information stands, etc	Height < 3,0-3,5 m Area: 1-9 m ²	50-200 W	0,5-2,0 m ²	Vandalism, low irradiation, repair & replacement
Kiosks	Pavilions, toilets, refreshments, new stands, etc.	Height < 3,0-3,5 m Area: 5-20 m ²	1000-10000 W	10,0-100 m ²	Vandalism, theft, low irradiation, small available surface, repair & replacement
Single „Upperfloor“ Structures	Street lights, street sign, commercial signs, road signposts, etc.	< 3,0-3,5 m	10-100 W	0,1-1,0 m ²	Vandalism, wind, small available surface, repair & replacement
Multi „Upperfloor“ Structures	Screen road signs, screen publicity structures, etc.	Height < 3,0-3,5 m	500-1000 W	5-10m ²	Vandalism, wind, small available surface, repair & replacement
DESIGN STRATEGIES					
Hiding	Multi-oriented Systems	Strong/Flexible materials	Strong mounting systems	Aesthetic Improvement	Integration
Protection	Design Flexibility and Adaptability	Technical Improvements	Expandable Systems	Others	Double function
					Posts
					Instructions / manuals
					Information



Abbildung 5.23: PV-powered lights (Photo: NREL)



Abbildung 5.24: Lärmschutzwand
Credit: Riesjard Schropp (Ecofys)



Abbildung 5.25: Straßenlaterne.
Credit: Riesjard Schropp (Ecofys)



Abbildung 5.26: Bahnhof-PV-Vordach in Morges,
Schweiz, (EPF-LESO)



Abbildung 5.27: Solarbaum, Gleisdorf
Photo: Christian Haas



6. TECHNISCHE ASPEKTE

Neben der architektonischen Komponente spielt die technische Auslegung für die optimale Integration einer PV-Anlage in die gebaute Umwelt eine wichtige Rolle. Denn wenn die PV-Anlage nicht einigermaßen zufriedenstellende Erträge liefert, nützt auch die beste architektonische Ausgestaltung nichts.

6.1. GRUNDLAGEN FÜR DIE SYSTEMAUSLEGUNG DEZENTRALER NETZGEKOPPELTER PV-ANLAGEN

Solarzellen wandeln die Energie der Sonnenstrahlen (Photonen) direkt in elektrischen Gleichstrom um. Das Prinzip der Stromerzeugung geht auf den photovoltaischen Effekt zurück, bei dem beim Einfall von Licht auf ein bestimmtes Material eine elektrische Spannung entsteht. PV-Anlagen mit Netzkopplung bestehen aus folgenden Komponenten:

- **Solarmodule, Solargenerator:** Solarmodule sind das Kernstück einer Solarstromanlage. Es gibt eine Vielfalt von Typen basierend auf unterschiedlichen Materialien wie Silizium, Cadmium-Tellurit oder einer Kupfer-Verbindung. Am weitest häufigsten sind jedoch Module mit Solarzellenscheiben aus Kristallinem Silizium. Daneben werden auf dem Markt auch Solarmodule mit Dünnschicht-Solarzellen angeboten, von denen inzwischen drei Verfahren die Serienreife erreicht haben: amorphes Silizium (a-Si), Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) und Cadmium Tellurit (CdTe). Kristalline Solarzellen bieten eine größere farbliche Auswahl: Je nach Hersteller reicht die Farbe von einem kräftigen Blau über Grautöne bis hin zu Schwarz. Selbst Gelb-, Grün- und Rottöne sind auf besonderen Wunsch möglich. Für Glas/Isolierte-Modultypen kann die Farbe durch die Folienschicht beeinflusst werden. Es gibt sie in Weiß, Blau, oder Schwarz. Dünnschicht-Solarmodule sind einheitlich dunkelbraun oder grau. (Photon, 2002). In der folgenden Tabelle sind die derzeitigen Wirkungsgrade der unterschiedlichen Solarmodultypen, sowie der geschätzte Solarstromertrag für 1 m² Solarfläche und die notwendige Solarfläche A_{sp} für eine Anlagenleistung von 1 kWp (Annahme: Sonnenenergieeinstrahlung in Österreich: 1000 kWh/m²a und eine maximale Einstrahlungsintensität in Österreich von 1 kW/m²) dargestellt.

Tabelle 6.1: Wirkungsgrad verschiedener Solarmodultypen, Solarstromertrag eines 1 m² Solarmoduls und Solarfläche für eine 1 kWp –PV-Anlage
Quelle: Photon 2002, eigene Berechnungen

Solarmodultyp	Wirkungsgrad	kWh/m²a	A_{sp} (m²)
<i>Monokristallines Silizium</i>	10%-14%	100-140	7-10
<i>Polykristallines Silizium</i>	9%-13%	90-130	8-11
<i>Amorphes Silizium (a-Si)</i>	4%-7%	40-70	14-25
<i>EFG Material</i>	10%-13%	100	8-10
<i>APex-Material</i>	7%-9%	70-90	11-14
<i>Cadmium Tellurit (CdTe)</i>	5%-8%	50-80	12-20
<i>Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)</i>	6%-10%	60-100	10-17



- š **Wechselrichter:** Der Wechselrichter wird benötigt, um den Gleichstrom aus der Produktion der PV-Module in Wechselstrom umzuwandeln, der dann in das lokale Netz eingespeist werden kann. Gegebenfalls muss auch das Spannungsniveau der Gleichstromseite an das der Wechselstromseite angepasst werden. Das geschieht in der Regel mit einem Transformator.
- š **Sicherheitsschaltung (EVU-Schnittstelle):** Sicherheitsaspekte müssen in Schutz-Richtlinien für Monteure und Betreiber berücksichtigt werden. Viele Richtlinien sind noch im Entwurfsstadium und es wird noch einige Jahre dauern bis sie genehmigt und allgemein anerkannt sind. Alle elektrotechnischen Themenkreise fallen unter die Zuständigkeit der IEC (Internationale Elektrotechnische Kommission) und können auf der Webpage <http://www.iec.ch> abgefragt werden. In Österreich gilt die Norm ÖVE ÖNORM E2750.
- š **Zähler:** Separate Stromzähler zählen den ins Netz eingespeisten Solarstrom und den vom Netz bezogenen Strom getrennt. In einem bidirektionalen Zähler läuft der Zähler rückwärts, wenn Solarstrom ins Netz eingespeist wird (Systeme mit bidirektionalem Zähler sind zur Zeit in Österreich nicht in Verwendung).

In der Abbildung 6.1 ist ein Prinzipschaltbild einer Photovoltaikanlage mit Netzkopplung dargestellt.

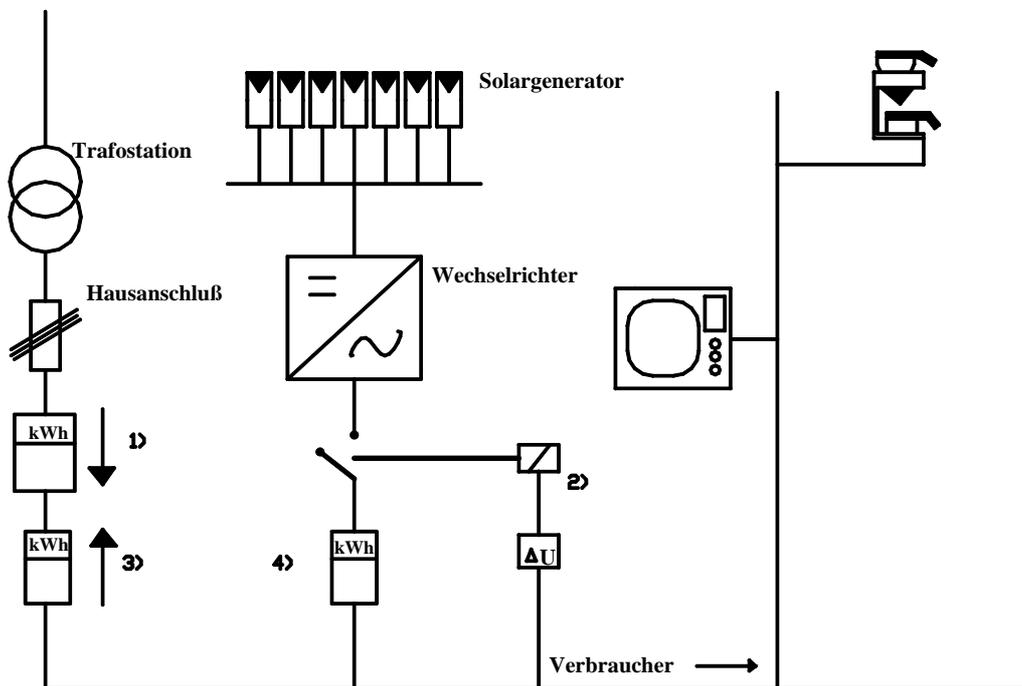


Abbildung 6.1: Prinzipschaltbild einer Photovoltaikanlage mit Netzkopplung (nach Wilk, 1994)

- 1) Zähler für den vom Netz bezogenen Strom
- 2) EVU-Sicherheitsschaltung
- 3) Zähler für den ins Netz eingespeisten Solarstrom
- 4) Zähler für den produzierten Solarstrom

Solarwechselrichter arbeiten mit MPP-Tracking (Maximum Power Point), das heißt, dass der Wechselrichter den Generator so belastet, sodass er seine maximale Leistung abgibt. Zur



monatsweisen Berechnung des Stromertrages kann daher wie folgt vorgegangen werden (Wilk, 1994):

Solargeneratorleistung

$$P_{Gen} | P_{Modul} * n * m$$

Volllaststunden

$$t_v | \frac{R * Q_{Monat}}{1kW / m^2}$$

Stromproduktion

$$W_{AC} | P_{Gen} * t_v * \xi_{PV}$$

$$\xi_{PV} | K_{Temp} * S_{Korr} * \xi_{Sys4DC} * \xi_{WR}$$

- P_{Modul} : Modulleistung im MPP (lt Datenblatt bei 100 W/m², 25 °C)
 n : Anzahl der Module in Serie je Strang
 m : Anzahl der parallelen Stränge
 R : Neigungsfaktor des jeweiligen Monats
 Q_{Monat} : Globalstrahlung, waagrecht gemessen
 S_{Korr} : Korrekturfaktor Schneebedeckung und Spektral-Mismatch
 ξ_{Sys-DC} : Verluste im Gleichstromkreis, Modul-Mismatch, Leitungsverluste
 ξ_{WR} : Monatsmittelwert des Wechselrichterwirkungsgrades
 ξ_{PV} : Wirkungsgrads des PV-Systems
 K_{Temp} : Korrekturfaktor Modultemperatur

In der Abbildung 6.2 wird der spezifische Jahresstromertrag einer 1 kW_p netzgekoppelten PV-Anlage gezeigt.

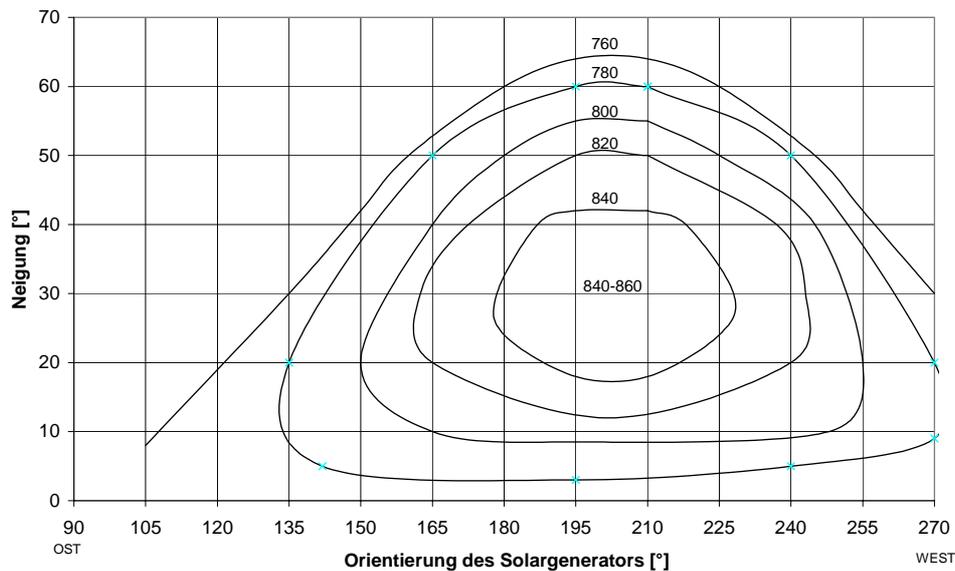


Abbildung 6.2: Spezifische Jahresstromertrag einer netzgekoppelten PV-Anlage in (kWh/kW_{peak}) als Funktion von Neigung und Orientierung des Solargenerators: TRY-Wien, Wechselrichter: Po=2%. Berechnung mit „PV 1.03“. Solargenerator mit 1,8 kW_p und Stromertrag auf 1kW_p normiert (Wilk, 1994).

Typische Größen für netzgekoppelte Systeme in Einfamilienhäusern (mit einem jährlichen Elektrizitätsbedarf von 4 bis 5 MWh) liegen bei Leistungen von 2 bis 5 kW_p. Diese entsprechen einer jährlichen Energieerzeugung von 1,5 bis 3,8 MWh in Nordeuropa und 1,6 bis 4,0 MWh in Mitteleuropa bei optimaler Orientierung und Auslegung (Hullmann, 1999).

In den folgenden Kapiteln werden einerseits Empfehlungen für die Auslegung von BIPV (Ergebnis der Aktivität 2.9 nach Monitoring der im Rahmen der Task 7 errichteten Demo-Buildings) sowie Richtlinien für eine bessere Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit der Systeme erörtert. Andererseits werden neue elektrotechnische Entwicklungen (Aktivität 2. 7) für BIPV erklärt.

6.2. NEUE ELEKTROTECHNISCHE KONZEPTE⁹

Der größte Vorteil von PV-Systemen ist ihre durchwegs modulare Struktur. Gebäudeintegrierte PV-Elemente können problemlos bezüglich Größe, Form und Installationstechnik an die Ideen des Architekten angepasst werden. In diesem Teil der Task 7 (Activity 2.6) werden elektrotechnische Konzepte, die bei PV-Gebäudeintegration nützlich sein können, behandelt (siehe Anhang C).

6.2.1 INTELLIGENTE GEBÄUDE („SMART BUILDINGS“)

Bei Verwendung eines Bus –Systems für die Verbindung der gesamten elektrotechnischen Ausrüstung eines „intelligenten Gebäudes“ stellt die PV-Installation – insbesondere der Wechselrichter - lediglich eine weitere Einheit des Gesamtsystems dar.

Durch Steuereinheiten könnte die PV-Stromproduktion überwacht und Informationen über die PV-Stromproduktion weitergeleitet werden, so dass dem Versorger eine Hilfestellung bei der Steuerung der Netz-Versorgung geboten wird, und auf diese Weise eine Optimierung der

⁹ Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf der Analyse in Wilk, 2001



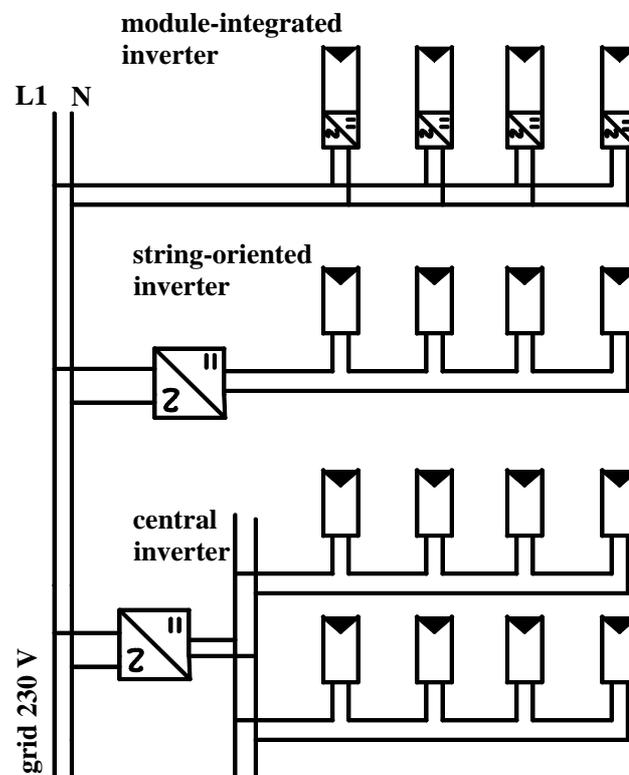
hausinternen PV-Strom-Nutzung erreicht werden kann. Diese Steuereinheiten könnten Funktionen wie die Steuerung von Heizung, Kühlung, Beschattung und Ventilation sowie von elektrischer Beleuchtung in Abhängigkeit vom Tageslicht erfüllen.

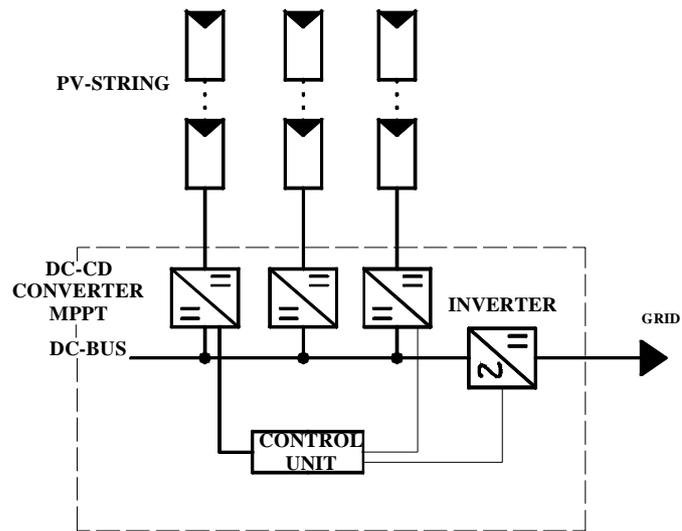
6.2.2 NEUE KONZEPTE DER SYSTEM-KONFIGURATION

PV-Systeme haben eine durchwegs modulare Struktur. Die beste Konfiguration kann in Abhängigkeit von der spezifischen Anwendung gewählt werden. In den Abbildungen 6.3 und 6.4 sind verschiedene System-Konfigurationen dargestellt:

- a) Zentral-Wechselrichter (central inverter)
- b) Strangwechselrichteranlage (string-oriented inverter)
- c) Mehrfachstrang-Wechselrichter (multi string inverter)
- d) Modulintegrierter Wechselrichter (module-integrated inverter)

Neben den oben genannten Konfigurationen wurden Fassadenelemente bestehend aus einer einzelnen großen Zelle (meist amorphes Silizium, 1 Zelle \varnothing 1m²) zusammen mit kleinen Wechselrichtereinheiten getestet. Ein kleiner Wechselrichter formt den elektrischen Strom einer Zelle auf Wechselstrom um.





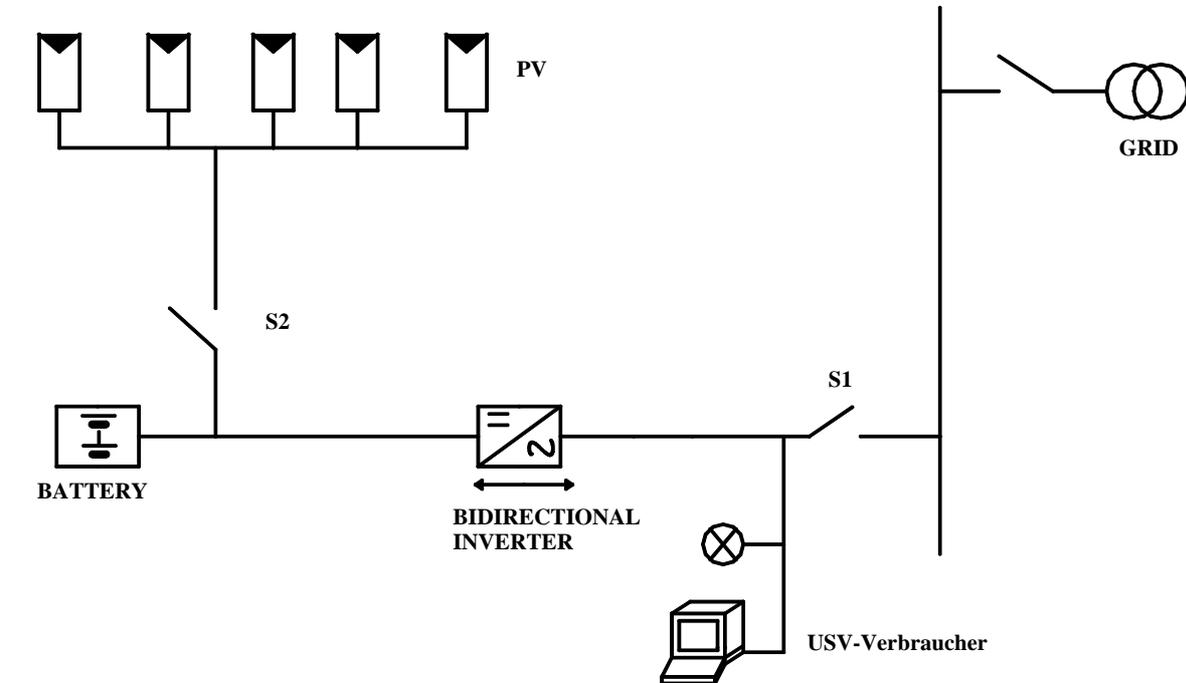
Multi-String Inverter

Abbildung 6.3: Verschiedene Systemkonfigurationen einer netzgekoppelten PV-Anlage

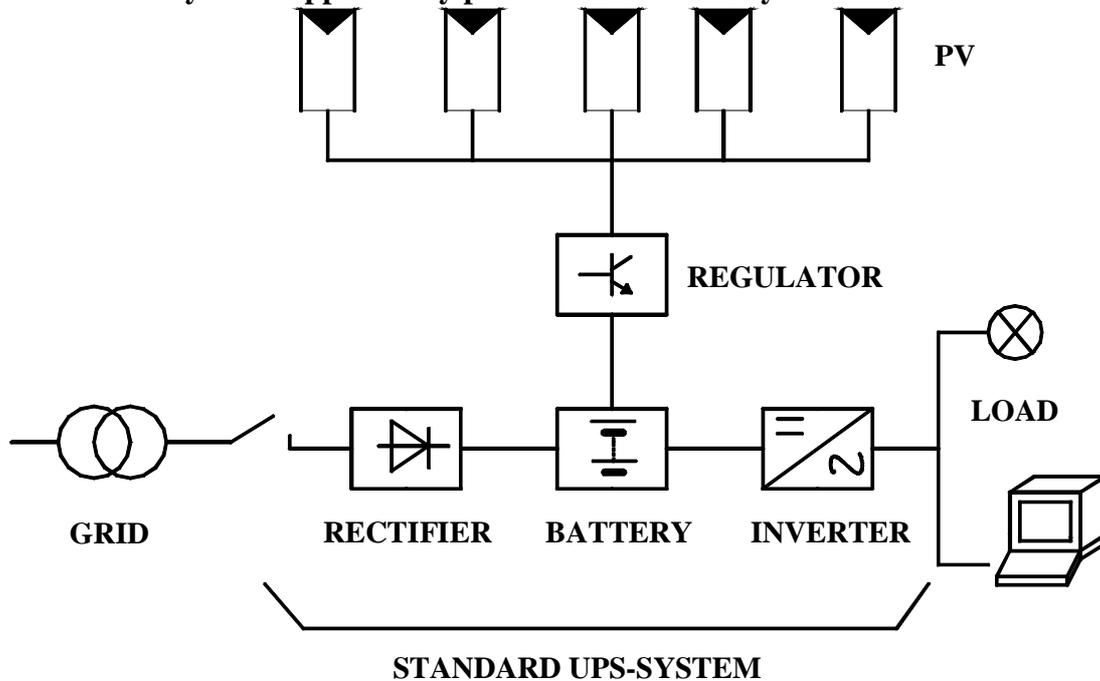


6.2.3 NEUE KONZEPTE AUF DER GLEICHSTROM-SEITE

6.2.3.1 Standard- und fortgeschrittene USV-Systeme (Uninterruptable Power Systems) mit PV



Standard UPS-System supported by photovoltaic electricity



Advanced UPS system supported by photovoltaic energy (Project USB-Suglio, P. Toggweiler, Switzerland)

Abbildung 6.4: Standard- und fortgeschrittene USV-Systeme



In Standard USV- Einheiten (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) gelangt der gesamte elektrische Strom über einen Gleichrichter, eine Batterie und einen Wechselrichter zur Versorgung der USV-Verbraucher (siehe Abbildung 6.4 unten).

Fortgeschrittene Einheiten betreiben die USV-Verbraucher direkt vom Wechselstrom-Netz (siehe Abbildung 6.4 oben)

6.2.3.2 Mit Gleichstrom-Verbrauchern direkt gekoppelte PV-Systeme

Jede direkte Gleichstrom-Strom-Nutzung kann durch PV unterstützt werden. Neben den auf einer Batterie basierenden Systemen wie USV oder Telefonzentrale gibt es viele öffentliche Transportmittel, die mit Gleichstrom betrieben werden: Straßenbahn, U-Bahn, etc. Die „Heliotram“ in Hannover und der Oberleitungsbus in Bern sind zwei Beispiele für direktgekoppelte PV-Systeme. Gebäudeintegrierte PV-Module versorgen diese beiden öffentlichen Transportmittel mit Gleichstrom also direkt aus dem Solargenerator.

6.2.4 WECHSELSTROM-BUS SYSTEM UND WECHSELSTROM-BATTERIE

Die Wechselstrom-Batterie ist eine Kombination aus einem bidirektionalen Wechselrichter und einer Standard-Batterie. Das modulare System, kann problemlos durch das Hinzufügen weiterer Einheiten an den Wechselstrom-Bus erweitert werden (Abbildung 6.5).

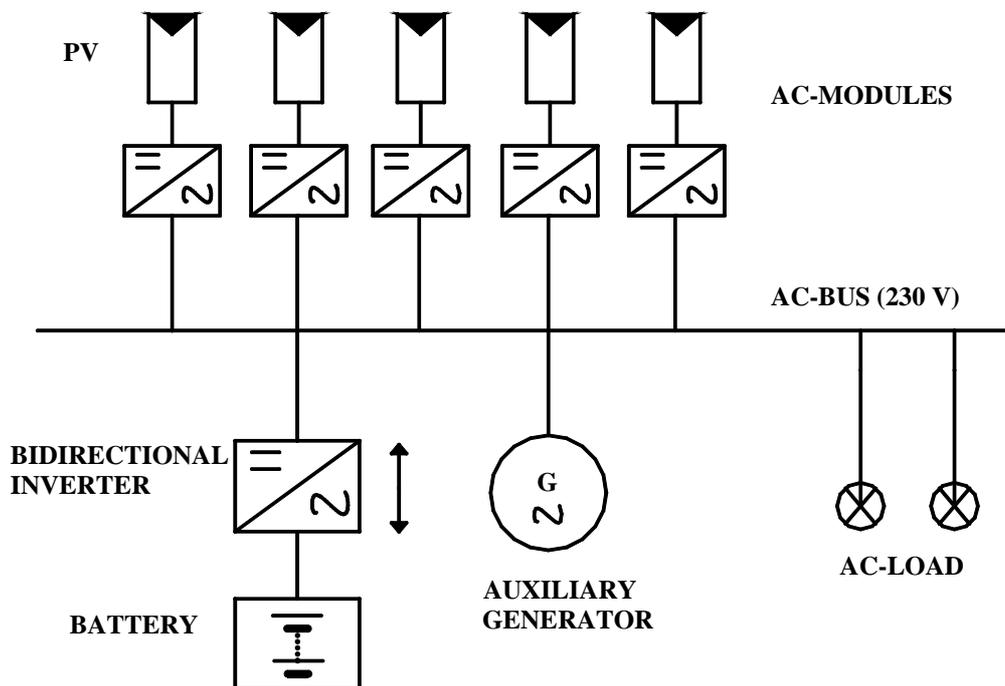


Abbildung 6.5: Wechselstrom- Bus System-Konfiguration

6.2.5 DAS GLEICHSTROM-HAUS

Der Gleichstrom des PV-Generators wird durch einen Wechselrichter in Wechselstrom umgeformt. Diese Umformung ermöglicht die Nutzung von Standard-WECHSELSTROM-Haushaltsgeräten und die Verbindung mit dem Versorgungsnetz. Viele Haushaltsanwendungen



funktionieren aber intern mit Gleichstrom: TV, Radio, Sicherheitssysteme, Computer, USV-Systeme.

Die Verwendung von PV-Energie bringt auf diese Weise zwei Schritte der Energieumformung und die damit verbundenen Verluste mit sich. Die Idee ist deswegen die Vermeidung dieser Verluste durch die Verwendung eines Gleichstrom-Netzes (DC low-voltage grid) innerhalb des Gebäudes.

6.3. MÄNGEL BEI PLANUNG, INSTALLATION UND BETRIEB

Bei der Integration von PV in Gebäude sollte nicht darauf vergessen werden, dass die nun als Gebäudeelemente verwendeten PV-Komponenten immer noch funktionale elektrotechnische Komponenten sind. Die Integration führt zu einer ganzen Reihe von zu beachtenden Problemkreisen. Problemkreise wie Ort und Orientierung der PV-Systeme, Beschattungswirkung auf die Module und Betriebssicherheit der Wechselrichter haben einen großen Einfluss auf den Betrieb und damit auf Erfolg oder Misserfolg des Gebäudeintegrationsprojekts.

Im Rahmen des Tasks 7 wurden Untersuchungen durchgeführt, um Informationen über Fehler, Störungen, und Betriebsmängel bei Netzgekoppelten PV-Anlagen zu erhalten. Diese Untersuchungen können in zwei Gruppen unterscheiden werden:

- š Informationsanalyse von einer großen Anzahl an bestehenden BIPV-Projekten, insbesondere von großen Anlagen sowie kleinere Anlagen für Haushalte aus dem deutschen „1000 Dächer-Programm“, und aus dem „Japanese Subsidy Program for Residential PV“.
- š Informationsanalyse vom Monitoringprogramm der Task 7 Fallstudien. Bei Systemen, die erst vor kurzem in Betrieb gegangen sind, sind erst eingeschränkt Betriebsdaten vorhanden.

Die Hauptzielsetzung war, Erfahrungen und Informationen von in Betrieb stehenden PV-Anlagen zu sammeln, um wertvolle Empfehlungen für zukünftige Auslegungen und Designs gebäudeintegrierter PV-Systeme bieten zu können.

6.3.1 BESTEHENDE BIPV-PROJEKTE¹⁰ (LAUKAMP, 2001)

Die Ergebnisse aus der Datenbank-Auswertung wurden gemäß den Projekt-Phasen strukturiert:

- š Planung und technische Auslegung
- š Installation
- š Betrieb

Es wurden auch die spezifischen Fehler der einzelnen Komponenten der PV-Systeme analysiert. Basierend auf den dokumentierten Erfahrungen werden Verbesserungen für einfachere und deshalb zuverlässigere Systeme vorgeschlagen. Die Empfehlungen werden durch eine Norm, die gerade von der IEC (Internationale Elektrotechnische Kommission) entwickelt wurde, unterstützt.

¹⁰ Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf der Analyse in Laukamp, 2001



6.3.1.1 Fehler bei Planung und technischer Auslegung

Gute Planung und Auslegung können den Systemertrag steigern, genauso wie schlechte Komponenten den Systemertrag einschränken können. In einer “low yield“-Anlage des “1000-Dächerprogramms” wurden vier Hauptursachen für unerwartet niedrige Erträge identifiziert:

- š Wechselrichter-Defekte
- š tatsächliche Leistung der Module liegt unter nomineller Leistung
- š teilweise Beschattung der Generatoren durch Bäume, andere Gebäude oder vorstehende Gebäudeteile
- š Installations-Defekte auf der Gleichstromseite verursachten Unterbrechungen der Stränge

Die Wechselrichter-Defekte waren hauptsächlich auf eine unausgereifte Technologie zurückzuführen und wurden in die nähere “low yield“-Untersuchung nicht einbezogen. Die anderen genannten Hauptursachen wurden bezüglich der Ertragsreduzierung analysiert (Tabelle 6.2).

Tabelle 6.2: Verluste bei der Energieproduktion von 17 “low- yield“-Systemen

Fault type	peak loss in %	average loss in %
Module over rating	>20	ca. 10
partial shading by nearby trees	25	ca. 10
string interruptions	>20	15

Nach fünf jährigem Betrieb wurden 200 ausgewählte PV-Systeme aus dem “1000 Dächer-Programm” Ende 1997 inspiziert. Tabelle 6.3 zeigt welche Auslegungsfehler registriert wurden.

Tabelle 6.3: PV-Systemdefekte und -mängel, die bei der Überprüfung von 200 Systemen des “1000 Dächer-Programms” identifiziert wurden.

Planning and design Problems	Systems affected
(partial) shading of the solar generator	41%
unsuitable string fuses and overvoltage protection devices	15%
unsuitable isolation switches between PV-array and inverter	56%

6.3.1.2 Fehler bei der Installation

Viele unterschiedlich schwerwiegende Installationsfehler wurden bei der Anlagenüberprüfung gefunden. Tabelle 6.4 gibt einen Überblick über die aufgetretenen Fehlertypen und ihre jeweilige Häufigkeit.

Lose und unterbrochene Verbindungen können durch mangelhafte Ausführung bei der Installation verursacht werden.

Tabelle 6.4: Typ und Auftretenshäufigkeit der Installationsfehler:



installation faults	fraction of systems affected
solar generator cabling not mechanically fastened	24%
lack of heat dissipation of string diodes	60%
loose terminal connections	5%
unsealed cable entry from top of junction box	-
broken printed circuit boards (PCB) in junction box.	-

6.3.1.3 Mängel beim Betrieb

Tabelle 6.5 gibt einen Überblick über die häufigsten Mängel, die während des Betriebes entstanden sind. Die Daten stammen wieder aus der Überprüfung von 200 im Rahmen des „1000 Dächer-Programms“ errichteten PV-Systemen.

Tabelle 6.5: Mängel, die bei der Inspektion von 200 Anlagen des “1000-Dächer“-Programms gefunden wurden:

Problems during operation	fraction of systems affected
corrosion and defects in mounting structure	19%
moderate to strong soiling of modules	12 %
defekt string fuses	4 %
faulty modules (broken glass, open circuits, discoloration)	<2 %
defekt string diodes	<2%
corroded plug/receptacle connectors	1%
defect overvoltage protection devices	<1%

6.3.1.4 Komponenten

Der Wechselrichter erweist sich als das schwächste Element. Das wurde unabhängig voneinander von allen Teilnehmerländern bestätigt. Abbildung 6.6 zeigt die Ergebnisse der Fehlerauswertung des „1000 Dächer“-Programms.

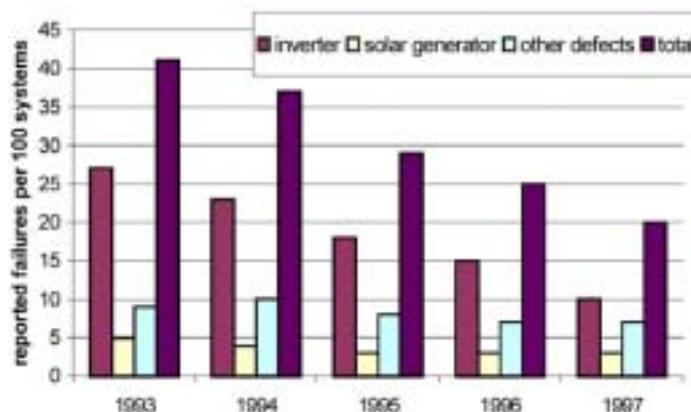




Abbildung 6.6: Fehler aufgeschlüsselt nach den wichtigsten Komponenten (Ergebnisse aus dem „1000 Dächer“-Programm)

6.3.1.5 Verbesserung der System-Betriebssicherheit und -Zuverlässigkeit

Wie schon zuvor gezeigt verringern schlechte Kontakte, falsche Sicherungen und fehlerhafte Strangdioden die Energieproduktion eines PV-Systems. Bei Verwendung von geeigneten Installationstechniken so wie Betriebsmittel der Schutzklasse II und doppelt isolierter Verdrahtung mit verbesserter Temperatur-Leistung kann auf Strangdioden und Strangsicherungen verzichtet werden und damit ein einfacheres und zuverlässigeres System erreicht werden. Ein solches System ist in der Abbildung 6.7 dargestellt.

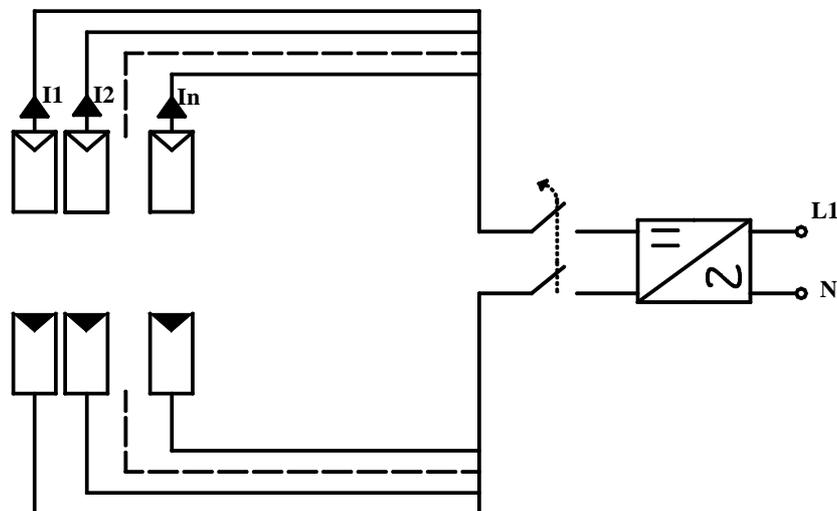


Abbildung 6.7 Einfaches System-Design bei Verwendung von Schutzklasse II und doppelt isolierter Verdrahtung mit erhöhter Temperaturbeständigkeit.

Basierend auf den berichteten Erfahrungen können die folgenden Empfehlungen gegeben werden:

- š Betriebsmittel der Schutzklasse II verwenden
- š Klemmen mit Käfigzugfederkontakten oder spezielle PV-Steckverbinder für alle Anschlüsse im Feld verwenden
- š Kabel immer von der Unterseite einführen
- š Drainage-Öffnungen für Kondenswasser bei allen Feld-Anschlusskästen vorsehen
Zug-Entlastungen bei allen Leitungseinführungen einsetzen
- š Generatornennspannung und Wechselrichtertyp so wählen, daß der Wechselrichter auch bei reduzierter Eingangsspannung (aufgrund von Alterung, hoher Temperatur, Fertigungsstreuung) im MPP Bereich arbeiten kann.
- š Den Generator mindestens ein Mal pro Jahre inspizieren
Eventuelle Verschmutzungen regelmäßig reinigen
- š Den Stromertrag monatlich prüfen



6.3.2 FALLSTUDIEN¹¹

Eine Analyse der elektrotechnischen Elemente der “Case studies” wurde gemeinsam mit einer Evaluierung von deren jeweiligem Betriebsverhalten durchgeführt. Als Ergebnis sind Empfehlungen für zukünftige Auslegungen im Folgenden zusammengefasst:

- š Etablierung einer gut funktionierenden Kommunikationsebene zwischen Architekt und Planer des PV-Systems am Beginn jedes Projektes. Dadurch können z.B. Probleme durch Beschattungswirkungen vermieden werden.
- š Es ist zu gewährleisten, dass die Orientierung eines PV-Generators optimiert und die selbe für alle PV-Generatoren ist, die den selben Wechselrichter anspeisen
- š Berücksichtigung der Betriebssicherheit der Wechselrichter und der unproblematischen Austauschbarkeit
- š Minimierung der Auswirkung von unvermeidbarer Beschattung (PV-System-Verdrahtungskonfiguration): Durch die Anordnung aller beschatteter Module an einem gemeinsamen Strang des PV-Systems können Beschattungsverluste vermieden werden. Die meisten modernen Wechselrichter arbeiten über die volle Leistungsbandbreite effizient (mit einem Durchschnitt von 90% - wie bei den Task 7-Fallstudien beobachtet). Niedrige Wirkungsgrade bei der Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom würden sonst eine beachtliche Erhitzung des Wechselrichters verursachen. Einige Fallstudien zeigen ein enttäuschendes Betriebsverhalten der Wechselrichter. Die Ursache dafür liegt aber nicht bei den Wechselrichtern, sondern beim PV-System-Design. Werden nämlich teilweise beschattete PV-Systeme oder PV-Systeme mit unterschiedlicher Orientierung der Module an einen zentralen Wechselrichter angeschlossen, ist es für den „Maximum Power Point-Tracker“ unmöglich richtig zu funktionieren. Obwohl die Umwandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom mit hohem Wirkungsgrad arbeitet, kann der Wechselrichter in diesem Fall nicht die maximale Gleichstromproduktion, die unter den gegebenen Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen theoretisch erreicht werden könnte, aus den PV-Systemen extrahieren. Der Gesamtwirkungsgrad des Wechselrichters ist dann aufgrund einer schlechten Systemauslegung reduziert.
- š Vermeidung von Überhitzungen von monokristallinen und polykristallinen Photovoltaikmodulen.
- š Verständnis für Faktoren, die den Betrieb beeinflussen können:
 - Abweichung von Spezifikationen des PV-Modulherstellers
 - Oberflächen-Reflexionsverluste
 - Mismatch-Verluste in den einzelnen Strängen
 - Verdrahtungsverluste

Wenn alle PV-Systeme der Fallstudien voll in Betrieb gehen, werden sie weitere wertvolle Informationen für zukünftige System-Designs bieten. Durch die teilnehmenden Experten ist im Rahmen von Task 7 die Möglichkeit gegeben, Zugang zu diesen Informationen zu erhalten. Es wird empfohlen, das Monitoring der Fallstudien auf einige Jahre auszuweiten, und am Ende dieses Zeitraums einen „Follow-up“-Report herauszugeben.

¹¹ Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf der Analyse in Per Drewes, 2001



6.4. SOFTWARE FÜR DIE AUSLEGUNG VON PV-ANLAGEN IN GEBÄUDEN

Das Ziel dieser Activity (1.4), die von Peter Lund (Fi) geleitet wurde, war es, den internationalen Stand in Bezug auf Computerprogramme für die Gebäudesimulation unter besonderer Berücksichtigung der PV zu dokumentieren und diese Programme auch kritisch zu evaluieren. Im Folgenden wird ein Überblick über derzeit im deutschsprachigen Raum vorhandene Programme gegeben, sowie eine detaillierte Beschreibung vom Auslegungsprogramm PVSYST, das im Rahmen der Task 7 getestet wurde, beigefügt.

6.4.1 ÜBERBLICK AUSLEGUNGSPROGRAMME

Auslegungsprogramme sind ein nützliches Werkzeug während des gesamten Planungs- und Bauprozesses vom ersten Entwurf der gebäudeintegrierten PV-Anlage (BIPV) bis zu Analyse

und Evaluierung des Betriebes. Die wichtigsten Aufgaben, bei denen Auslegungsprogramme besonders nützlich sind, sind die folgenden:

1. Vorentwurf des gebäudeintegrierten PV-Systems
2. Systemoptimierung
3. Technische Planung des gebäudeintegrierten PV-Systems
4. Analyse und Evaluierung des Betriebes.

Die Tabelle 6.6 zeigt Beispiele für PV-Auslegungsprogramme.

Tabelle 6.6: NPVA: Netzgekoppelte PV-Anlagen; IPVA: Insel-PV-Anlagen; WA: Windanlagen; STK: Solarthermische Kraftwerke; HA: Hybridanlagen; BZ: Brennstoffzellen; P: Pumpen; SG: Solargenerator; V: Verschattung; W: Wirtschaftlichkeit; EB: Emissionsbilanz; BWA: Brauchwasseranlage.
Quelle: Sonne, Wind & Wärme. Ausgabe 6-2002

Produktname	Aktuelle version	Markteinführung	Anwendungsschwerpunkt	Demo-version	Sprachen	Mögliche Berechnungen	Wetter Anzahl der Standorten	Komponenten Anzahl	Kontakt-Bezugsadressen	bzw.
<i>Allsol</i>			Integratives Simulationsprogramm für die frühe Planungsphase. Allsol berechnet Heizung, Kühlung, Elektrizität, und Beleuchtungskomponenten	auf Anfrage	E	IPVA, NPVA, P, WA, STK, BWA, thermische Masse, Kontrollstrategien, Betriebsstrategien,	k.A	k.A	Solpros Oltermannintie 13 A4 FIN-00620 Helsinki Tel.: +358-9-777 4957 solpros@kolumbus.fi	
<i>Greenius</i>	1.0	2002	Projektentwicklung regenerativer Projekte, detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalysen, Technologievergleich	von Webseite	E, D, S geplant	NPVA, WA,STK,	ca. 20	M (360), W(57) V(§)	Greenius: s.l, E-04720 Aguadulce Fax: ++49721/151469899 www.greenius.de	
<i>INSEL</i>	6.0	1992	Umgebung mit blockorientierter Simulationssprache zur Lösung komplexer Probleme	auf Anfrage	E	NPVA, IPVA, HA,WA, STK, BZ, P, SG	ca. 2000	M(8), W(12), B(3), P(7), F(2)	Universität Oldenburg Abt.EHF, 26111 Oldenburg Fax: ++494417983201 www.physik.uni-oldenburg.de/ehf	
<i>PV*SOL</i>	2.2	1998	Auslegung und Simulation von netzgek. und netzautarken PV Systemen, Ertrags-und Wirtschaftlichkeitsanalyse	Von Webseite	D, E, S in Vorb.	NPVA, IPVA,HA, WA,STK, BZ, V, W, EB	ca 250 Europa	M (445), W(197), B(58),V(76)	Dr. Valentin Energie Software GmbH 10997 Berlin, Tel: ++493061791780 www.valentin.de	
<i>PVS</i>	2001	1993	Simulation und Auslegung con PV-Systemen	von Webseite	D,E	NPVA, IPVA, HA, WA, STK, BZ, P, SG, V, W, EB	Ca. 2000 Europa	M (320),, W(130)	Econzept Energieplanung GmbH, 79115 Freiburg Tel: ++497614016627 www.econcept.de	

Tabelle 6.6 (Fortsetzung): NPVA: Netzgekoppelte PV-Anlagen; IPVA: Insel-PV-Anlagen; WA: Windanlagen; STK: Solarthermische Kraftwerke; HA: Hybridanlagen; BZ: Brennstoffzellen; P: Pumpen; SG: Solargenerator; V: Verschattung; W: Wirtschaftlichkeit; EB: Emissionsbilanz; BWA: Brauchwasseranlage.
 Quelle: Sonne, Wind & Wärme. Ausgabe 6-2002

PVSYST	3.2	1995	Simulation/Analyse von PV-Systemen	Von Webseite	E, F	NPVA, IPVA, HA, SG, V, W,	ca. Weltweit	250	M(120) W(140)	CUJEPE, University of Geneva CH-1227 Carouge, Fax 0041/22/705930 www.pvsyst.com
<i>Solar Studio Suite</i>	5.0	1998	Professionelle Simulationsumgebung für detaillierte Analyse von PV-Anlagen und Solarthermischen Systemen	Auf Anfrage	E,S	NPVA, IPVA,HA, WA, SKW, BWA, P, SG, V, W,	2132		M(130) W(50) B(109)	Mai Solar Energy Software Co, Kihel, USA-HI 96753 Fax: 001/808/8761859 www.maisolarsoftwaire.com
Soldim	2.02	1997	Auslegung und Dimensionierung netzgekoppelter und netzautarker PV-Anlagen	In Vorb.	E, D	NPVA, IPVA, WA, P, SG, V, W	ca. weltweit	2000	M(35) W(35) B(50)	Solaris Energie 38283 Wolnzach Tel: ++498442/916957 Fax: ++498442/916958 www.soldim.net
SolEm	2.0	2001	Auslegung und Simulation netzgekoppelter PV-Anlagen	Von Website	D	NPVA, W	Ca Standorte (D,Ö,CH)	90	M(140), W(70) U(60)	DGS Landesverband Berlin, Brandenburg e.V. 133347 Berlin Fax: ++49307510196 www.solem.de
Solinvest	2.0	2000	Wirtschaftlichkeitsanalyse netzgekoppelter PV-Anlagen	Online	D	NPVA,W,EB	DWD-Karten (D,Ö,CH,L,B,N)		Nicht notwendig	Luxea GbR, 66740 Saarlouis Fax: ++406831/893116 www.luxea.de



PVSYST

PVSYST ist ein PC-Software-Paket für Studium, Auslegung, Simulation und Datenanalyse von kompletten PV-Systemen. PVSYST wurde durch die, Ecole Polytechnique de Lausanne und die Universität Genf in der Schweiz entwickelt und im Rahmen von Task 7 getestet. Es ist geeignet für netzgekoppelte Anlagen, Inselanlagen und Gleichstrom-Netze (öffentliche Transportmittel) und richtet sich an Architekten, Ingenieure und Forscher. Entsprechend diesen Nutzungsgruppen gibt es drei verschiedene Anwendungsebenen mit unterschiedlichem Funktionsumfang:

Vorentwurf (Preliminary design): Dieses Programmwerkzeug ist im Besonderen für Architekten gedacht und ermöglicht für netzgekoppelte (vor allem gebäudeintegrierte) und Insel-Anlagen eine erste Dimensionierung und Vorauslegung. Mit wenigen Input-Parametern können die erforderliche Größe, Energieproduktion und eine erste wirtschaftliche Analyse des PV-Systems ermittelt werden. Für netzgekoppelte Systeme wird auf dieser Anwendungsebene nach der verfügbarer Fläche, der gewünschten nominellen Leistung oder dem Energieertrag gefragt. Weitere Parameter sind allgemeine Eigenschaften der PV-Technologie (Farbe- im Zusammenhang mit der angewendeten Technologie, Transparenz etc.), Montagedisposition und Ventilation.

Projekt-Entwurf („Project design“): Dieser Teil von PVSYST wendet sich an Ingenieure und zielt darauf ab, eine durchgehende System-Auslegung mittels detaillierter stundenweiser Simulation zu ermöglichen. Diese Anwendungsebene offeriert dem Anwender die folgenden Möglichkeiten:

- ⌘ Eine umfangreiche Datenbank mit Daten zu PV-Komponenten, geografischen und meteorologischen Daten.
- ⌘ Definitionen der Orientierung der Montageebene (einschließlich der Möglichkeiten von nachführbaren Ebenen „-,tracking planes“-, doppelter Orientierung und Beschattungs-/Sonnenschild-Anwendung)
- ⌘ Ein Expertensystem: Der Anwender muss lediglich die gewünschte nominelle Leistung eingeben und eine Auswahl des Wechselrichter- und PV-Modul-Typs aus der PV-Datenbank treffen. Das Programm erstellt darauf einen Vorschlag bezüglich der erforderlichen Wechselrichter und bezüglich der Systemanordnung (Zahl der Module in Serie bzw. Parallel).
- ⌘ Detail-Parameter, die eine Feinabstimmungsanalyse ermöglichen. Berücksichtigt werden das Wärmeverhalten, die Verdrahtung und verschiedenen Ursachen für Verluste bei der Energieerzeugung.
- ⌘ Horizont-Definition für „far-shading“-Berechnungen.
- ⌘ Ein 3-D CAO Programmwerkzeug für detaillierte „near shading“-Studien.
- ⌘ Ein detaillierte ökonomische Evaluierung, bei der reale Komponentenpreise, zusätzliche Kosten zu Investitionsbedingungen berücksichtigt werden (in jeder Währung anwendbar)

Folgend wird ein einfaches Auslegungsbeispiel für einen Vorentwurf und für ein detailliertes Design gezeigt:



Location: Wien
System Specification: Nominal Power 2 kW_p
Tilt: 30 °
Azimuth: 0°
Modul Type: Standard 100 W
Mounting disposition: Façade or tilt roof
Technology: polycrystalline cells
Ventilation property: ventilated
No shading

A) Vorentwurf

In der Abbildung 6.8 sind die Ergebnisse für unser Beispiel angeführt.

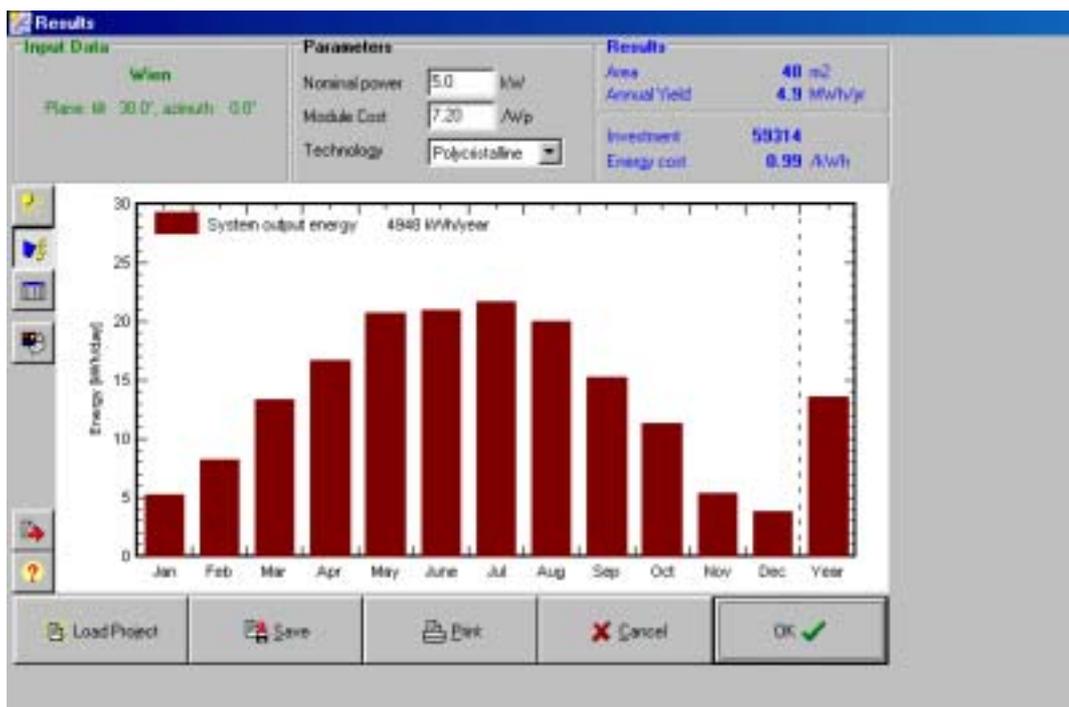


Abbildung 6.8: Im „Preliminary design“ wird eine erste Vorauslegung ermöglicht. Auch eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit wird gegeben.

B) Expertensystem

In der Abbildung 6.9 ist beispielhaft ein Ausschnitt des Expertensystems dargestellt (Beschreibung der Systemkomponenten)

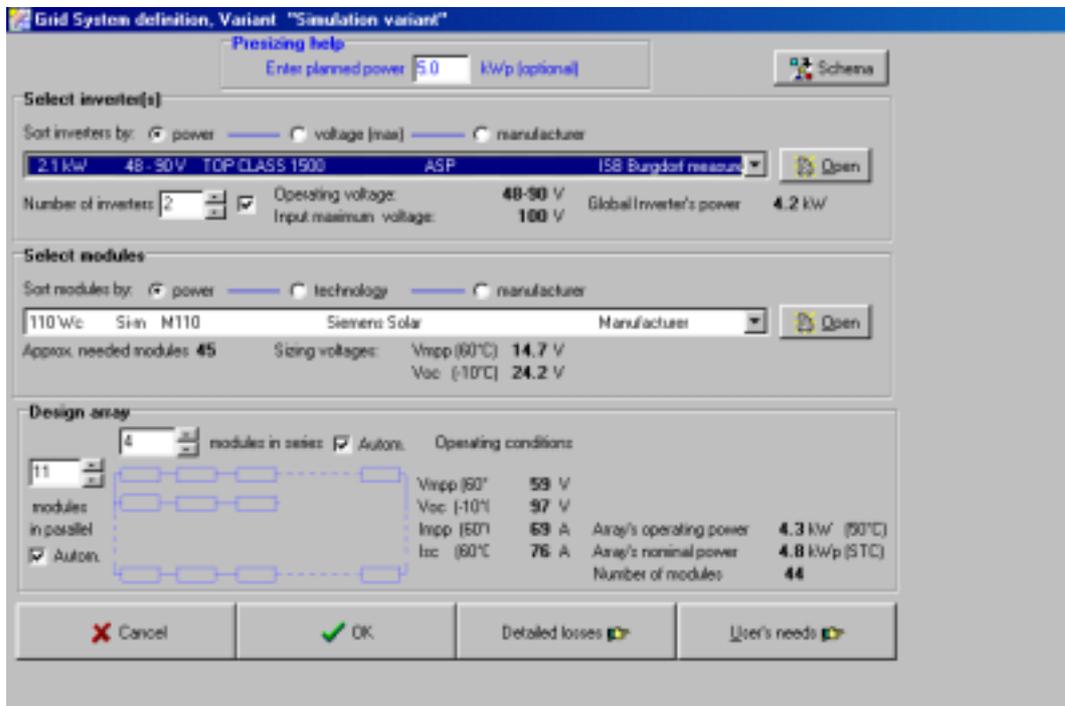


Abbildung 6.9: Auswahl der Systemkomponenten

In den Abbildungen 6.10 und 6.11 werden zuerst die Ergebnisse der Auslegung und dann eines der vielfältigen grafischen Simulationsergebnisse dargestellt.

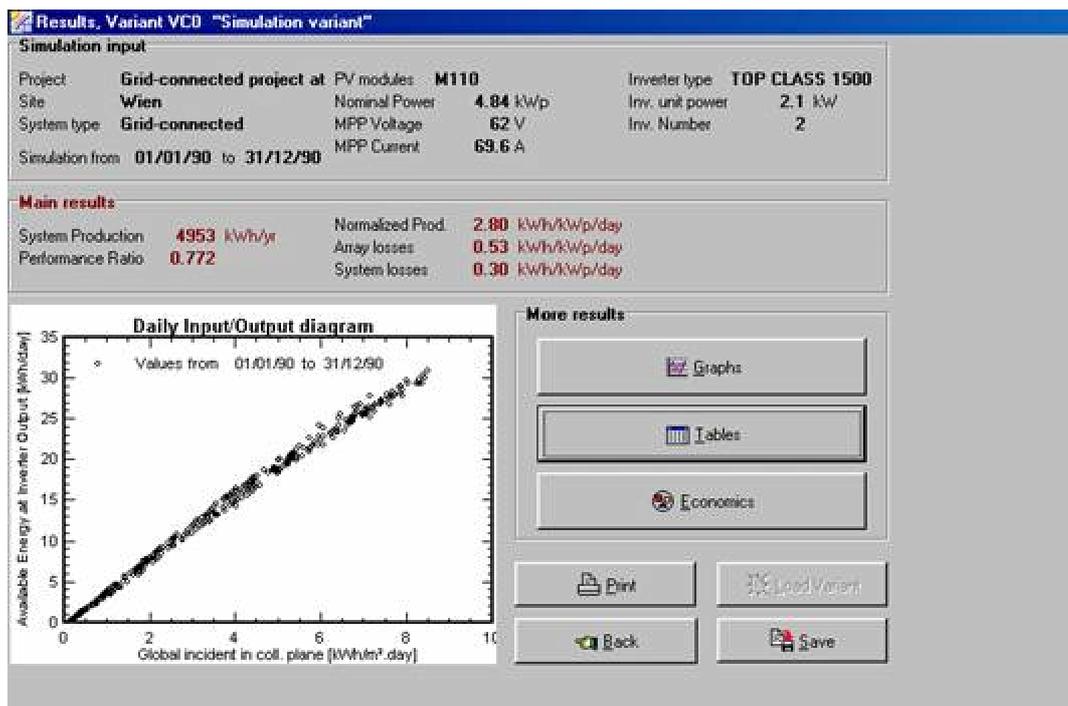


Abbildung 6.10: Ergebnisse für unser Beispiel. Neben diesen Hauptergebnissen ist es noch möglich verschiedene Parameter und ihre tabellarische Werte darzustellen

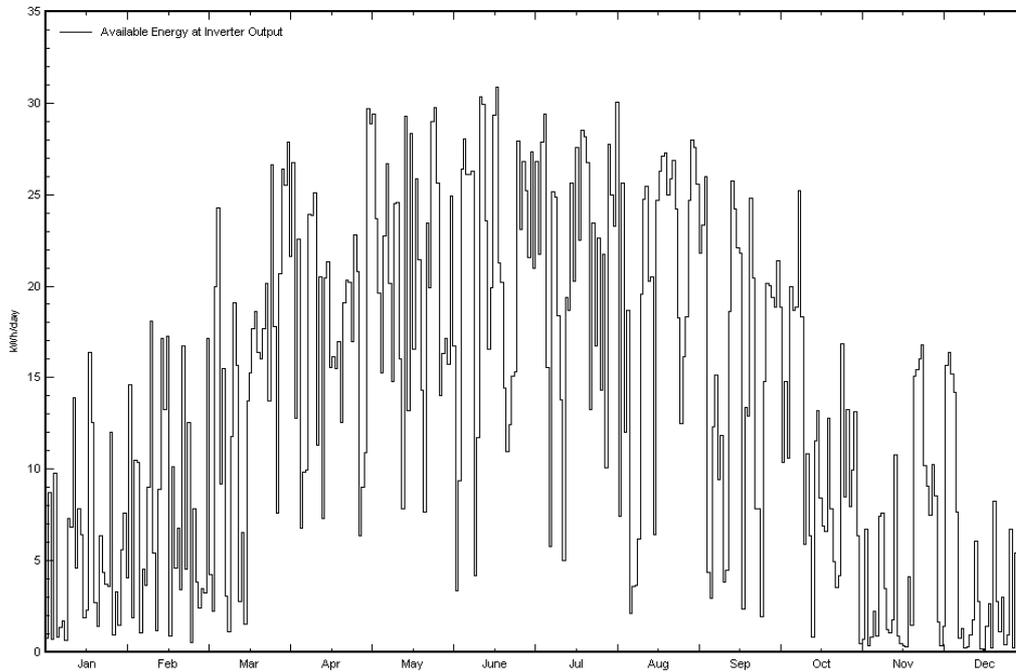


Abbildung 6.11: Täglicher Stromertrag unseres 5 kW_p-Systems (Simulationsergebnis)

Programmwerkzeuge für die wissenschaftliche Anwendung („Tools“): Die Programmwerkzeuge für die wissenschaftliche Anwendung schließen ein Datenbank-Management für Klima- und Komponenten-Daten ein. Auf dieser Anwendungsebene kann mit erweiterten Möglichkeiten bezüglich der Basisdaten gearbeitet werden. Umfangreicher Import und Export von Daten aus bzw. zu ergänzenden Software-Produkten ist realisierbar. In der Abbildung 6.12 sind anhand des Displays die erweiterten Möglichkeiten der Anwendungsebene „Tools“ ersichtlich.

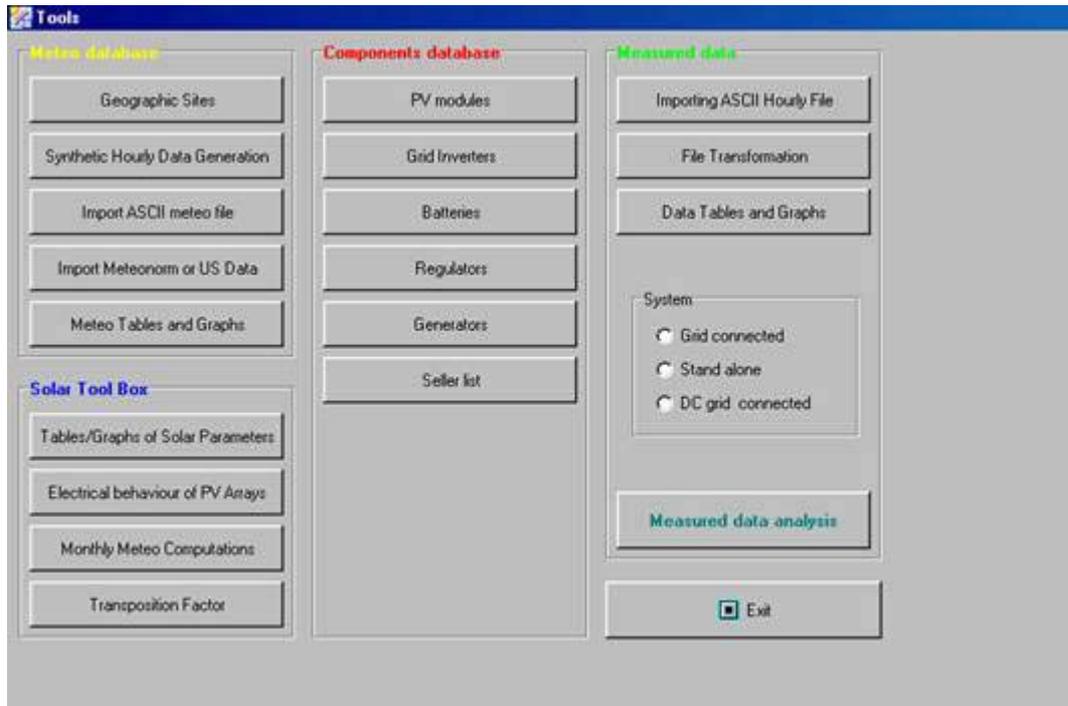


Abbildung 6.12: Im Menü „Tools“ ist ein „Datenbank-Management“ für Klima, Komponenten Einstrahlung und Ergebnisse angeführt



7. WIRTSCHAFTLICHKEIT

Von zentralem Interesse für eine zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen sind deren Kosten bzw. deren Wirtschaftlichkeit. Dazu wird im Folgenden die Entwicklung der Kosten für kleine netzgekoppelte PV-Anlagen mit einer Leistung von ca. 3 kW analysiert.

7.1. INTERNATIONALE ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN KOSTEN

In Abbildung 7.1 ist die spezifische Entwicklung der gesamten Systemkosten (nominal, ohne Steuer) kleiner netzgekoppelter PV-Anlagen für Länder, in denen umfangreiche Verbreitungsaktivitäten gesetzt wurden, dargestellt. Bemerkenswert ist, dass diese Gesamtsystemkosten von 1990 bis 1996 kontinuierlich gesunken sind – in manchen Ländern (Japan) mehr, in anderen weniger. Ab etwa 1996 bis 2000 konnte mit Ausnahme von Japan keine Preisreduktion erreicht werden.

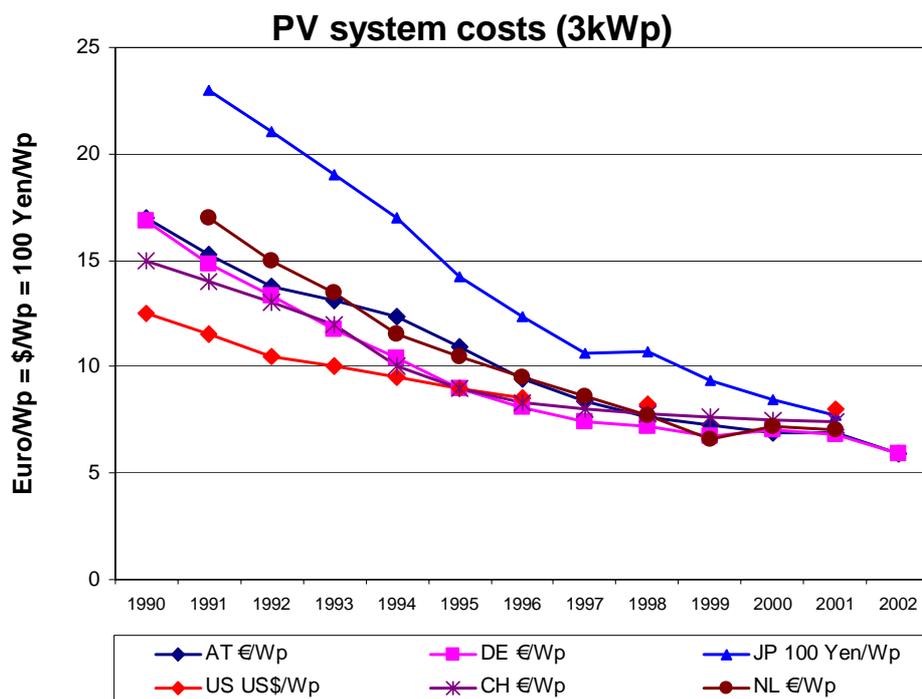


Abbildung 7.1: Entwicklung der spezifischen Kosten (€/Wp) für kleine netzgekoppelte PV-Anlagen (3 kWp) in Deutschland, Österreich, USA, Niederlanden, Schweiz und Japan 1990-2002 exkl. MwSt

Von speziellem Interesse ist dabei auch die Analyse der Kostenentwicklung der einzelnen Systemkomponenten. Abbildung 7.2 zeigt die Entwicklung des Anteils der Modulkosten. Abb. 7.3 den Anteil der sonstigen Kostenkomponenten. Es ist deutlich zu erkennen, dass in den letzten Jahren der Anteil der Nicht-Modul-Komponenten – Wechselrichter, Planung, Montage – deutlich stärker gesunken ist als jener der Module. Dies zeigt, dass in bezug auf Modulkosten das seit Jahren erwartete bzw. von der PV-Industrie versprochene Kostenreduktionspotential noch nicht



annähernd realisiert werden konnte. Das heißt, die PV-Modul-Produzenten müssen in der nächsten Phase merkbare Kostenreduktionen realisieren und/oder neue Typen von Solarzellen entwickeln, z.B. basierend auf amorphen Dünnschichtverfahren, um vom Kostenaspekt her zu einer weiteren Verbreitung beizutragen. .

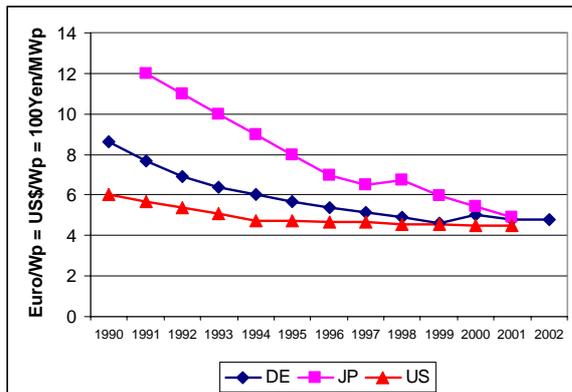


Abbildung 7.2: Entwicklung des Anteils der Modulkosten 1990-2002 (ohne MwSt).

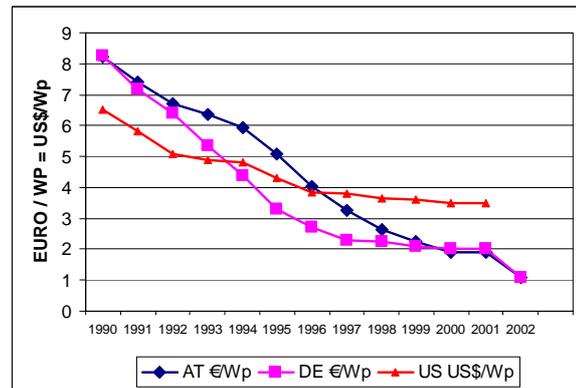


Abbildung 7.3: Entwicklung des Anteils der Nicht-Modul-Komponentenkosten 1990-2002 (ohne MwSt).

Interessant sind auch die Unterschiede in der internationalen Entwicklung. Wie Abb. 7.1 und Abb. 7.4 zeigen, sind die Kostenreduktionen von 1990 bis 2002 in Japan und Europa mit über 50% Reduktion deutlich stärker ausgefallen als in den USA (ca. 33% Kostenreduktion). Dies hat dazu geführt, dass die USA, die 1990 international noch die deutlich niedrigsten Systemkosten hatten unter den betrachteten Ländern mittlerweile mit über 7 USD die höchsten Kosten aufweisen

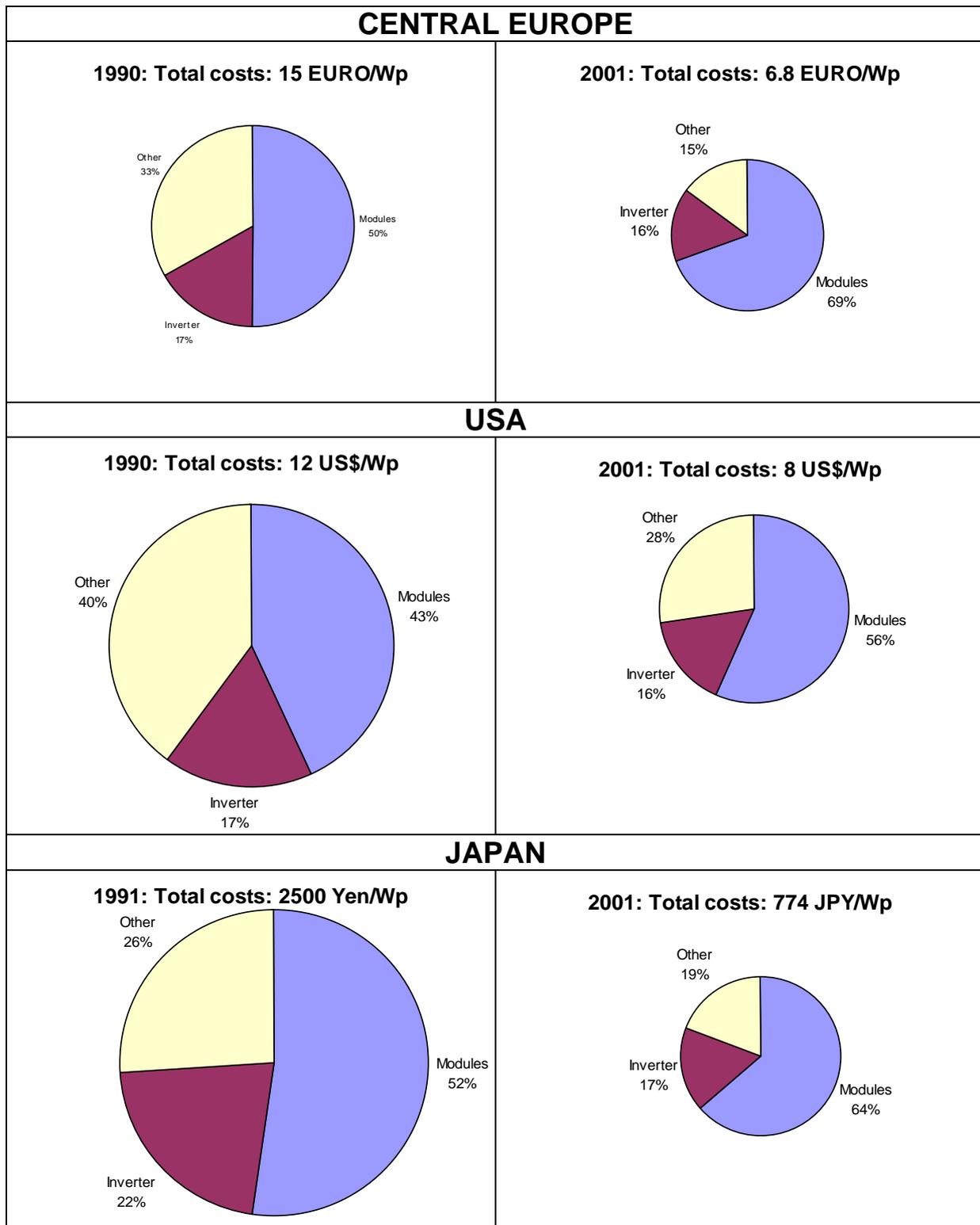


Abbildung 7.4: Anteil der Modulkosten, Wechselrichter Kosten und anderer Kosten an den gesamten PV-System-Kosten 1990 und 2000 in Mitteleuropa, den USA und Japan (exkl. MwSt)



Trotz dieser Kostenreduktionen ist es allerdings nach wie vor so, dass die schlechte Wirtschaftlichkeit das größte Hindernis für eine stärkere Verbreitung darstellt. Wie schlecht ist nun allerdings diese Wirtschaftlichkeit tatsächlich? Wie weit weg ist die PV von voller Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu aktuellen Haushaltsstrompreisen?

International spielen für einen solchen Vergleich natürlich die Unterschiede in den Haushaltsstrompreisen einerseits und die Unterschiede in der jährlichen Einstrahlung andererseits die gewichtigste Rolle. Darüber hinaus sind natürlich auch Unterschiede im Einkommen zwischen verschiedenen Ländern und Unterschiede in der Investitionsbereitschaft (Risikofreudigkeit) von Bedeutung.

7.2. ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN KOSTEN IN ÖSTERREICH

Ende 2002 lagen die Kosten von netzgekoppelten PV-Anlagen mit einer Leistung von ca. 3 kWp 5800 €/kWp (Kosten exkl. MwSt). Interessant ist dabei, dass der Anteil der Module bei 4150 €/kWp liegt, jener des Wechselrichters bei ca. 400 €/kWp. Über die Zeit sind die Modulkosten am geringsten gefallen, bei allen anderen Kostenkomponenten waren stärkere Preisreduktionen zu beobachten. Der derzeitige jährliche Ertrag einer neuen PV-Anlage liegt im österreichischen Durchschnitt bei ca. 850 kWh/kWp (Quelle: persönliche Recherchen)

Im Folgenden analysieren wir die aktuellen Stromerzeugungskosten einer kWh PV-Strom in Österreich mit Hilfe eines traditionellen betriebswirtschaftlichen Ansatzes. Die Kosten werden wie in Gleichung (1) beschrieben, berechnet - i.A. von den aktuellen Investitionskosten in den Ländern C_{PV} per kWp, dem Annuitätenfaktor ζ , der vom Zinssatz z und der Lebensdauer LD abhängt, den Volllaststunden T und den laufenden Kosten pro kWh (€/kWh) C_{var} . Der Annuitätenfaktor ζ beträgt für einen Zinssatz von 6% und einer Lebensdauer von 20 Jahren ca. 0,09. Die laufenden Kosten betragen rund 1% der gesamten Investitionskosten. Die Volllaststunden ergeben sich bei einer bestehenden Anlage aus der jährlich erzeugten Energiemenge dividiert durch die Engpassleistung der Anlage (es wird der typische Wert von 850 h/a angenommen).

Damit lagen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten aus netzgekoppelten PV-Anlagen 2002 bei ca. 68 c/kWh (siehe Gleichung (1)).

$$p_{PV} = \frac{IC_{PV} * \zeta(z, LD)}{T} + C_{var} \quad \left| \quad \frac{5800 * 0,09}{850} + \frac{0,01 * 5800}{850} = 0,68 \text{ €/kWh} \quad (1)\right.$$

$$= \frac{z * (12 z)^{LD}}{(12 z)^{LD} - 1} - \frac{0,06 * (12 * 0,06)^{20}}{(12 * 0,06)^{20} - 1} - 0,09$$

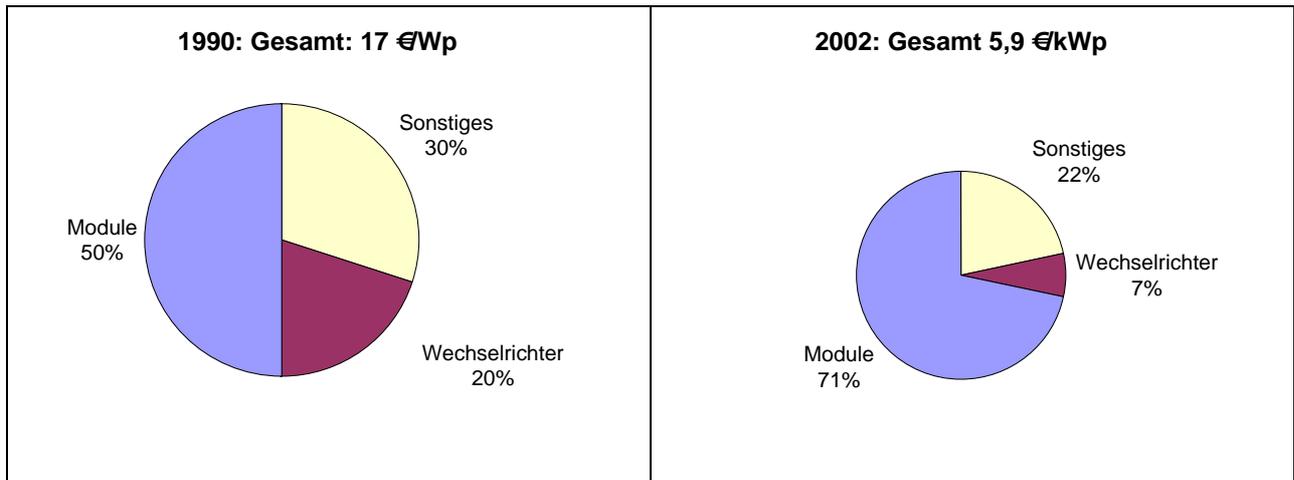


Abbildung 7.9: Aufteilung der Investitionskosten von PV-Anlagen 1990 und 2002



8. POTENTIALSTUDIEN¹²

Um die mögliche gesellschaftliche Bedeutung von in die gebaute Umwelt integrierten PV-Anlagen abschätzen zu können, ist es notwendig, das entsprechende Potential abzuschätzen. Dazu wurde in Task 7 eine spezielle Analyse von der Schweiz (Marcel Gutschner) durchgeführt. In dieser Studie wurde für die teilnehmenden IEA-Länder der Gebäudebestand sehr detailliert analysiert, die Orientierung der Gebäudeoberflächen untersucht und ihre Tauglichkeit für die Bestückung mit PV-Modulen diskutiert.

Gebäudeoberflächen werden teilweise technischen Limitationen unterliegen, teilweise werden sie aufgrund von schlechter Orientierung, schlechter Neigung oder aufgrund von Beschattungseffekten nur beschränkt für die PV-Energieerzeugung geeignet sein. In diesem Bericht wird die verfügbare für PV-Energieerzeugung geeignete Fläche als Potential für gebäudeintegrierte PV bezeichnet. Das geschätzte Potential für gebäudeintegrierte PV umfasst also die gesamte Fläche des Gebäudebestandes, die unter architektonischen und solartechnischen Gesichtspunkte für die PV-Nutzung geeignet ist. Die Analyse und der Vergleich von verschiedenen Gebäude- und Solar-Datensets auf der einen Seite und von auf der ganzen Welt bereits durchgeführten Potentialstudien auf der anderen Seite können helfen eine näherungsweise Berechnung des Potentials für gebäudeintegrierte PV zu entwickeln. Letztendlich werden Potential-Zahlen, die mit unterschiedlichen Methoden berechnet wurden, mittels des Wissens aus einem auf internationalem Niveau für gültig erklärten methodischen Zugang untermauert.

Die Ziele dieser Studie sind bezüglich der Bestimmung des gebäudeintegrierten PV-Potentials:

- Der Vergleich und die Bewertung verschiedener methodischer Zugänge, Potentialschätzungen und Fallstudien.
- Die Formulierung einer allgemein anerkannten Methodologie
- Die Entwicklung eines umfassenden Sets an „Daumenregeln“

Letztendlich sollen die Potentialberechnungen und -abschätzungen zu allgemein verwertbaren Ergebnissen, die in zukünftige PV-Strategien zur PV-Verbreitung einfließen können, führen.

Das folgende Kapitel ist gemäß den genannten Zielsetzungen strukturiert.

8.1. METHODOLOGIE

Die existierenden Annäherungen und Daten-Sets beinhalten natürlich Studien mit geringer, durchschnittlicher und hoher Genauigkeit. Ein gewisser Anteil an den existierenden Potentialstudien weist aufgrund von groben Annahmen oder spärlichen Datengrundlagen nur eine geringe Genauigkeit auf. Dieser Umstand kann durch den Verweis auf das enorme Flächenpotential und auf die Tatsache, dass die Photovoltaik immer noch eher ökonomischen als technischen Beschränkungen unterliegt, gerechtfertigt werden. Nichtsdestoweniger ist es angemessen, die am meisten spezifischen Daten-Sets und Methoden zu verwenden - unter Berücksichtigung der Hauptaspekte des im diesem Bereich verwendeten methodischen Zuganges. Genaue BIPV-Potentialstudien sind ein Teil der wesentlichen Grundlage, um das Marktpotential und die Zielgruppe zu evaluieren, um die PV-Industrie, den Gebäudesektor (bezüglich PV-Anwendungen), Energieversorger und Gestalter im Feld der Energiepolitik zu unterstützen, und um Planer und die Legislative mit Information zu versorgen.

¹² Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf der Analyse in Gutschner et al, 2002.



Die Abschätzung des BIPV-Potentials beginnt mit der Bestimmung der gesamten Dach- und Fassadenfläche. Die Größe der Fläche wird daraufhin bezüglich ihrer architektonischen Eignung für die Solarenergieerzeugung korrigiert. Bei den meisten Ländern und Regionen ist kaum direkte statistische Information über Fassaden- und Dachflächen verfügbar. Bei der in diesem Bericht präsentierten Methodologie basieren die Potentialkalkulationen auf Grundflächen-Zahlen, die auf Dach- und Fassadenflächen umgerechnet werden. Das BIPV-Potential kann daraufhin mittels der Anwendung von Faktoren für architektonische Eignung und solaren Ertrag auf die Zahlen der Dach- und Fassadenflächen errechnet werden

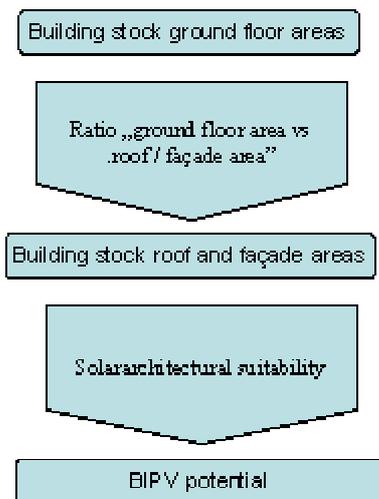


Abbildung 8.1: Berechnungsvorgang (wesentlichste Ausgangsdaten und Faktoren) für die Berechnung des BIPV-Potentials.

Die Festlegung der architektonischen Eignung bringt einschränkende Korrekturen der Gesamtflächen aufgrund der Konstruktion (HVAC –Installationen, Aufzüge, Terrassen, etc), aufgrund historischer Gesichtspunkte, aufgrund von Beschattungseffekten und aufgrund der Verwendung der verfügbaren Flächen für andere Zwecke mit sich.

Die solartechnische Eignung berücksichtigt die Strahlungsintensität auf den Oberflächen in Abhängigkeit von der Orientierung, Neigung und Örtlichkeit ebenso wie die potentielle Leistung des in das Gebäude integrierten PV-Systems.

Die solar-architektonische Eignung wird durch Faktoren ausgedrückt.

Diese Faktoren reflektieren das BIPV-Potential in signifikanten Relativ-Werten. Um absolute Zahlen in Quadratmetern und Kilowattstunden zu erhalten, müssen die Relativwerte mit den verfügbaren Gebäudeflächen und solaren Einstrahlungen kombiniert werden.

Die Faktoren für die Umrechnung von der Grundfläche auf Fassaden- und Dachflächen und die Faktoren für die solar-architektonische Eignung können aus der Analyse von repräsentativen Auswahlgebieten (mit einer limitierten Anzahl an Gebäuden) und von Sektionen mit einem bestimmten Gebäudebestand sowie aus der darauf folgenden Extrapolation auf den gesamten Gebäudebestand gewonnen werden.

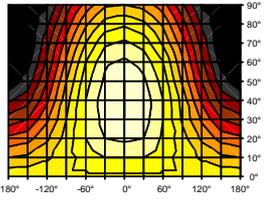
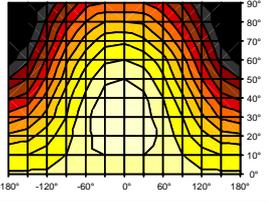
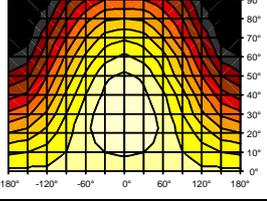
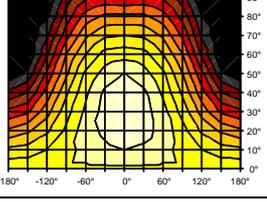
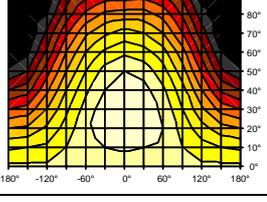
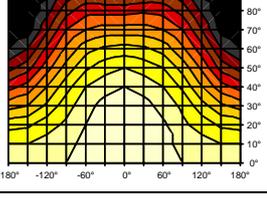
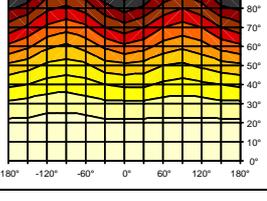
Die Auswahl der Analysegebiete erfordert einige Ressourcen und ist Teil einer genauen Methodologie, die in der Schweiz auf eine Anzahl von Städten und Kantonen angewendet wurde (Gutschner/Nowak 1997-1999).

Wie in dieser Zusammenfassung präsentiert erscheint nun ausreichend Datenmaterial und methodologisches Wissen verfügbar, um einige generelle Faktoren für die Berechnung des BIPV-Potentials abzuleiten, sobald ein spezifischer Gebäudebestand vorliegt.



Tabelle 8.1: Jährlicher Solarertrag (Strahlung auf die Oberfläche) für verschiedene Elemente der Gebäudehülle und für verschiedene Orte auf dem Globus

Quelle: Meteororm für absolute Maximum-Werte, PVSYST 3.1 für relative Werte

	Solar diagram	Description	Flat roof	Sloped roof	Façade
Stockholm		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 59.1°N # Longitude: 17.6°E # Altitude: 5 m # Best solar yield: 1145 kWh/m² 	# Solar yield: 84%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 40° # Good yield area on south axis: 0 to 85° # Good yield area for 30° tilt: -90° to +90° 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: 0° # Best yield: 75% # Good yield area: -80° to +80°
Zurich		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 47.4°N # Longitude: 8.6°W # Altitude: 556 m # Best solar yield: 1167 kWh/m² 	# Solar yield: 91%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 30° # Good yield area on south axis: 0 to 75° # Good yield area for 30° tilt: -110° to +110° 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: 0° # Best yield: 65% # Good yield area: -100° to +100°
Tokyo		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 35.3°N # Longitude: 139.5°E # Altitude: 5 m # Best solar yield: 1350 kWh/m² 	# Solar yield: 91%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 26° # Good yield area on south axis: 0 to 75° # Good yield area for 30° tilt: -105° to +105° 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: 0° # Best yield: 65% # Good yield area: -90° to +90°
Los Angeles		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 33.5°N # Longitude: 118.1°W # Altitude: 10 m # Best solar yield: 2103 kWh/m² 	# Solar yield: 89%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 28° # Good yield area on south axis: 0 to 70° # Good yield area for 30° tilt: -100° to +100° 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: ±30° # Best yield: 61% # Good yield area: -95° to +95°
Sydney		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 33.5°S # Longitude: 151.2°E # Altitude: 5 m # Best solar yield: 1744 kWh/m² 	# Solar yield: 91%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 30° # Good yield area on south axis: 0 to 70° # Good yield area for 30° tilt: -105° to +105° 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: ±30° # Best yield: 63% # Good yield area: -95° to +95°
Mexico City		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 19.2°N # Longitude: 99.1°W # Altitude: 2277 m # Best solar yield: 1903 kWh/m² 	# Solar yield: 95%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 18° # Good yield area on south axis: 0 to 60° # Good yield area for 30° tilt: -120° to +120° 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: ±60° # Best yield: 55% # Good yield area: -115° to +115°
Singapore		<ul style="list-style-type: none"> # Latitude: 1.1°N # Longitude: 104.1°E # Altitude: 5 m # Best solar yield: 1626 kWh/m² 	# Solar yield: 100%	<ul style="list-style-type: none"> # Best tilt: 0° # Good yield area on south axis: 0 to 45° # Good yield area for 30° tilt: -180° to +180° (all around) 	<ul style="list-style-type: none"> # Best azimuth: ±90° # Best yield: 54% # Good yield area: -20° to -160° and +20° to +160°

Solar yield

90 – 100 %

80 – 90 %

70 – 80 %

60 – 70 %

Azimuth: 0° for equator direction, + values for west orientation, - values for east orientation, 180° for pole direction



8.2. ANALYSE UND VERGLEICH EXISTIERENDER POTENTIAL-ABSCHÄTZUNGEN UND FALLSTUDIEN

Die Methodologie ist nützlich für die Analyse und den Vergleich einer Reihe von verfügbaren Abschätzungen und Fallstudien. Die verschiedenen Fallstudien zeigen die weite Bandbreite und Vielfalt an Methoden für die Abschätzung des BIPV-Potentials auf. Die teilweise sehr stark divergierenden Ergebnisse der bisherigen Studien können zum Teil durch Unterschiede in den untersuchten Gebäudebeständen erklärt werden. Eine Hauptursache für die divergierenden Ergebnisse liegt aber in methodologischen Unterschieden begründet – insbesondere in der Art der Evaluierung der architektonischen und solartechnischen Eignung. Immer unter Berücksichtigung der Schlusskriterien können aus den Fallstudien und aus den Daten, die in den an diesem Report beteiligten Ländern gesammelt wurden, allgemeine Zahlen abgeleitet werden.

8.2.1 ARCHITEKTONISCHE EIGNUNG

Ein „cross country“- gewichteter Wert für den geeigneten Teil der Gebäudeflächen – unter Berücksichtigung von Konstruktion, Beschattung und historischen Elementen - ist durchschnittlich 60% bei Dächern und 20% bei Fassadenflächen.

8.2.2 SOLARTECHNISCHE EIGNUNG

Als „guter“ solarer Ertrag können – lässt man eine einfache aber untermauerte Generalisierung der stündlichen, täglichen, jahreszeitlichen und jährlichen Solarertragswerte zu – 80% des maximalen lokalen jährlichen Solar- „Inputs“ angesehen werden, wobei getrennt für geneigte Dächer und Fassaden und individuell für jeden Ort definiert wird. Lässt man nur Dächer und Fassaden mit solaren Erträgen über dieser 80%-Schwelle zu, wird das verfügbare Flächenpotential in Abhängigkeit von den solaren Bedingungen der spezifischen Örtlichkeit reduziert. Durch die Kombination von Datenbank-Zahlen betreffend den Gebäudebestand und relevanten Daten über die solaren Bedingungen (siehe Tabelle 8.1) können allgemeine Zahlen für die solar-architektonische Eignung in der Form von Relativwerten –ausgedrückt als solarer Nutzungsfaktor – berechnet werden. Dieser Faktor liegt nahe 50% bei Fassaden und ungefähr bei 55% für Dächer.

8.3. DAUMENREGELN

Basierend auf Fallstudien und zusätzlichen Daten, die die Partner der teilnehmenden IEA – Länder übermittelt haben, können einige Daumenregeln abgeleitet werden – siehe dazu Tabelle 8.2. Die Methodologie kann dafür verwendet werden, um essentielle globale Zahlen abzuschätzen und untermauerte BIPV-Flächenpotential-Daten zu generieren.

**Tabelle 8.2:** Solar-architektonische Daumenregeln für BIPV-Potentialberechnungen

<i>Solar architectural rules of thumb for BIPV potential on...</i>			
	...roofs		...façades
Ground floor area	1m ²	Base of BIPV potential in relative terms	1 m ²
Gross area	1,2 m ²	Ratio "gross area / ground floor area"	1,5 m ²
	60%	Suitable building envelope parts taking into account construction, historical and shading elements, including vandalism factor	20%
Architecturally suitable area	0,72 m ²	Ratio "architecturally suitable area / ground floor area"	0,3 m ²
	55%	Suitable building envelope parts taking into account sufficient solar yield	50%
Solar architecturally suitable area	0,4 m ²	Ratio "solar architecturally suitable area / ground floor area" (utilisation factor)	0,15 m ²

8.3.1 SOLAR-ARCHITEKTONISCH GEEIGNETE FLÄCHE

Wie erwähnt beträgt der architektonisch nicht geeignete Anteil der Gebäudeoberflächen 40% für Dächer und 80% für Fassaden; anders ausgedrückt sind 60% der Dachflächen und 20% der Fassadenflächen architektonisch geeignet. Von diesen architektonisch geeigneten Gebäudeflächen erzielt ungefähr die Hälfte einen guten solaren Ertrag – das ist der Fall für 55% der Dachflächen und 50% der Fassadenflächen. Schließlich kann – basierend auf den beiden letztgenannten Zahlen – das Verhältnis „solar –architektonisch geeignete Fläche/ Grundfläche“ (genannt der Nutzungsfaktor“) errechnet werden. Eine Grundfläche von 100 m² resultiert dabei in 40 m² solar-architektonisch geeigneter Dachfläche (Nutzungsfaktor von 0,4) und in 15 m² solar-architektonisch geeigneter Fassadenfläche (Nutzungsfaktor 0,15).

Es kann konstatiert werden, dass die in den Nutzungsfaktoren reflektierten relativen Werte nur beschränkt variieren und auf internationalem Niveau zwischen verschiedenen Ländern und verschiedenen Weltregionen relativ kohärent sind. Die absoluten Zahlen für das BIPV-Potential in Quadratmetern variieren hingegen stark, auch wenn die Grundfläche pro Kopf betrachtet wird.

8.3.2 DAUMENREGELN FÜR SOLAR-ARCHITEKTONISCH GEEIGNETE GEBÄUDEHÜLLENFLÄCHEN IN ABSOLUTEN ZAHLEN FÜR MITTEL-WESTEUROPA

Die Grundfläche kann weltregionsweise im Überblick betrachtet werden – z.B. für Mittel-/Westeuropa. Ein statistisch typisches Gebäude einer in Mittel-/Westeuropa lebenden Person hat ungefähr 45 m² Grundfläche. Die Hälfte davon wird für Wohnzwecke verwendet, 7 m² für den primären Sektor, 6 m² jeweils für den sekundären und den tertiären Sektor und der Rest für andere Zwecke.

Wendet man die entsprechenden allgemeinen Nutzungsfaktoren von 0,4 für Dächer und 0,15 für Fassaden auf den Gebäudebestand an, können die solar-architektonisch geeigneten Dach- und Fassadenflächen pro Kopf für Mittel-/Westeuropa berechnet werden.

Somit gibt es 18 m² pro Kopf potentiell für PV verwendbare Dachfläche mit gutem solarem Ertrag. Zusätzlich gibt es 6,5 m² pro Kopf Fassadenfläche, die die solar-architektonischen Erfordernisse erfüllen und deswegen potentiell für PV nutzbar sind. Ungefähr $\frac{3}{4}$ des BIPV-Flächenpotentials kommt auf Dachflächen zustande, $\frac{1}{4}$ auf Fassadenflächen.

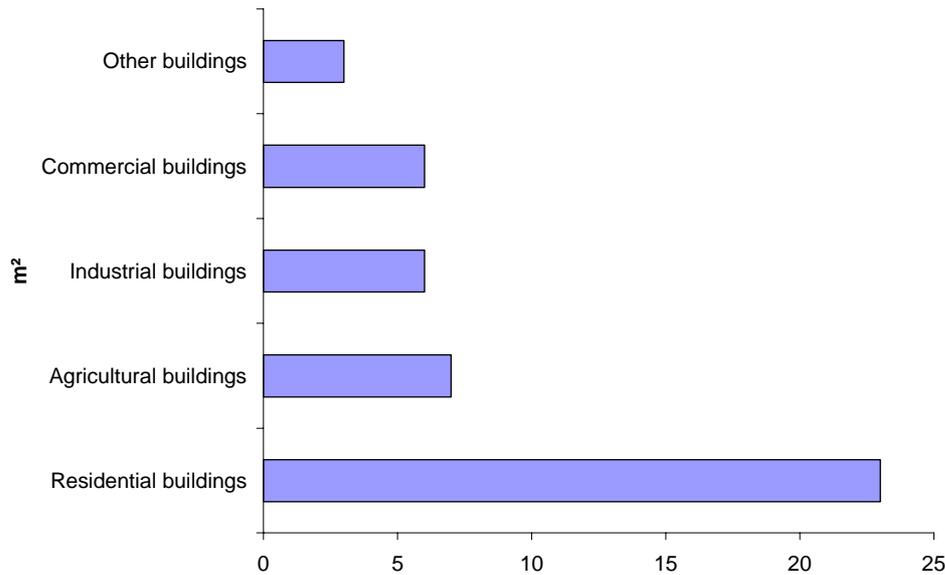


Abbildung 8.2: Nutzung der Grundfläche eines statistisch typischen Gebäudes in Mittel-/Westeuropa (45 m²)

Das statistisch durchschnittliche Gebäude ist –verglichen mit 45 m² Grundfläche pro Kopf für Mittel-/Westeuropa –wesentlich größer in den USA und Australien, wo die Grundfläche ungefähr das Doppelte beträgt. Das ist hauptsächlich auf die wesentlich höheren Werte bei den verfügbaren Gebäudeflächen für Wohnzwecke zurückzuführen. Als Konsequenz daraus ist der Wohnzweck-Anteil an der Grundfläche größer und erreicht 2/3. Japan hingegen weist gerade 20 m² Gebäude-Grundfläche pro Kopf auf.

Tabelle 8.3: BIPV-Potential für Mittel-/Westeuropa für Dach und Fassadenflächen in m² pro Kopf BIPV

<i>BIPV potential for Central Western Europe for roof and façade areas in m² per capita</i>		
... roofs		... façades
9 m²	Residential Buildings	3,5 m²
3 m²	Agriculture Buildings	0,5 m²
2,5 m²	Industrial Buildings	1 m²
2,5 m²	Commercial Buildings	1 m²
1,5 m²	Other Buildings	0,5 m²
18 m²	All Buildings	6,5 m²

8.3.3 BESTIMMUNG DES BIPV-POTENTIALS FÜR AUSGEWÄHLTE IEA-LÄNDER

Verbindet man die durchschnittlichen Zahlen für solar-architektonisch geeignete Flächen pro Kopf mit länderspezifischen Informationen (hauptsächlich Bevölkerungsgröße und jährliche solare Einstrahlung), kann das Potential solarer Stromerzeugung berechnet werden.

Präziser dargestellt sind die Formel-Ingredienzien die folgenden:

⚡ Gebäudetyp: Wohngebäude, landwirtschaftliches Gebäude (primärer Sektor), Industriegebäude (sekundärer Sektor), Geschäftsgebäude (tertiärer Sektor), andere und gesamter Gebäudebestand.

⚡ Verfügbare Fläche pro Kopf: Die Werte werden in m² angegeben.



#

- ⊘ Nutzungsfaktor: (Eignung in relativen Zahlen) von 0,4 m² für Dächer und 0,15 m² für Fassaden¹³.
- ⊘ Bevölkerungsgröße: Zahl der Einwohner eines Landes in Millionen
- ⊘ Solarer Ertrag: gewichteter durchschnittlicher relativer Ertrag „guter“ Flächen für die jeweilige geographische Einheit (hier: Länder)
- ⊘ Solare Einstrahlung: länderspezifischer gewichteter Wert für den maximalen jährlichen Solar-Input in kWh/a/m²
- ⊘ Globale Umwandlungseffizienz: Verhältnis von „Stromerzeugungsertrag/Solare Einstrahlung“ (Vereinfachtes Verhältnis: generell 10%)
- ⊘ Solarstromerzeugung: Produkt der oben beschriebenen Faktoren in TWh/a

Die Anwendung dieses Berechnungsverfahrens führt zu den folgenden Zahlen für das solare BIPV-Potential (siehe Tabelle 8.4 und 8.5 und Abbildung 8.4).

¹³ Weitere Differenzierungen können gemäß den Gebäudetypen erfolgen (siehe erster erwähnter Punkt)

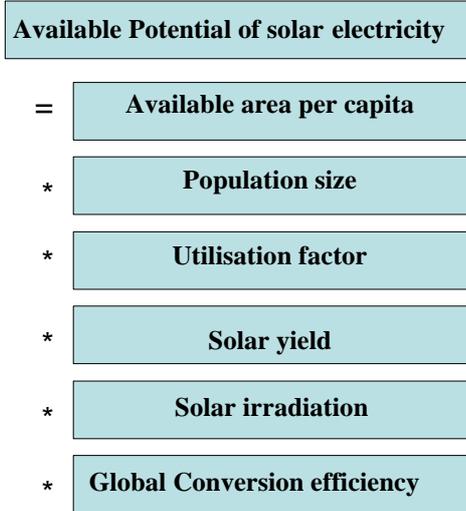


Abbildung 8.3: Berechnungsschema für die BIPV-Solare Stromerzeugung

Tabelle 8.4: Potential der BIPV-solaren Stromerzeugung (bei Erfüllung der Bedingung des “guten” solaren Ertrages von 80% des maximalen jährlichen lokalen Solar-Inputs; getrennt definiert für geneigte Dächer und Fassaden und individuell für verschiedene Orte (geografische Einheiten).

Quelle: IEA for electricity consumption in 1998

Solar electricity BIPV production potential	Potential production of solar electricity (TWh/y) on roofs	Potential production of solar electricity (TWh /y) on façades	Potential production of solar electricity (TWh /y) on building envelope	Actual electricity consumption (in TWh)	Ratio “Solar electricity production potential electricity consumption”
Australia	68	16	84	182	46%
Austria	15	4	19	60	35%
Canada	119	33	152	495	31%
Denmark	9	2	11	34	32%
Finland	12	3	15	76	20%
Germany	128	32	160	532	30%
Italy	103	24	127	282	45%
Japan	117	30	147	1013	14%
Netherlands	26	6	32	100	32%
Spain	71	16	86	180	48%
Sweden	21	6	27	137	19%
Switzerland	15	3	18	53	35%
United Kingdom	83	22	105	344	31%
United States	1662	418	2.081	3603	58%



Tabelle 8.5: BIPV-Flächenpotential für Dach- und Fassadenflächen, differenziert nach Wohngebäuden, landwirtschaftlichen, industriellen, geschäftlichen und anderen Gebäuden (in km²) bei Erfüllung der Bedingung des „guten“ Solarertrags (80% des maximalen lokalen jährlichen Solar- „Inputs“ getrennt für geneigte Dächer und Fassaden und individuell für jeden Ort)

BIPV area potential (in km ²)		Residential buildings	Agriculture buildings	Industrial buildings	Commercial buildings	Other buildings	All buildings
Australia	Roof	373	22	6	17	4	422
	Façade	140	22	2	8	1	158
Austria	Roof	86	17	15	17	4	139
	Façade	32	2	6	9	2	51
Canada	Roof	726	36	61	133	6	963
	Façade	272	5	23	67	3	361
Denmark	Roof	51	15	11	11	1	89
	Façade	19	2	4	5	0	30
Finland	Roof	78	21	19	8	0	126
	Façade	19	2	4	5	0	30
Germany	Roof	722	164	230	164	16	1296
	Façade	271	21	86	82	6	466
Italy	Roof	416	114	137	91	11	769
	Façade	136	14	51	46	4	286
Japan	Roof	736	40	76	91	5	966
	Façade	283	5	28	46	2	364
Netherlands	Roof	127	43	53	36	1	260
	Façade	48	5	20	18	0	97
Spain	Roof	252	79	55	55	8	449
	Façade	94	10	11	28	3	168
Sweden	Roof	135	36	33	15	1	220
	Façade	50	5	12	7	0	82
Switzerland	Roof	67	22	21	13	15	138
	Façade	25	3	8	6	6	52
United Kingdom	Roof	602	71	62	168	12	915
	Façade	226	9	23	84	4	346
United States	Roof	6792	323	603	2260	118	10096
	Façade	2546	40	226	1130	44	3786



8.4. SCHLUSSFOLGERUNGEN IN BEZUG AUF PV-POTENTIALE

Die folgenden allgemeinen Aussagen können hinsichtlich des solaren Stromerzeugungspotentials getroffen werden:

- ⚡ Guter Solarertrag von ca. 80% vorausgesetzt variiert das erreichbare Niveau (Verhältnis BIPV–solares Stromerzeugungspotential / aktueller Stromverbrauch) der solaren Stromerzeugung durch PV-Dächer und -Fassaden zwischen 15% und nahezu 60%. Wendet man ein strikteres Kriterium bezüglich des solaren Ertrages an - 90% -, dann reduziert sich das erreichbare Niveau um den Faktor 2 (auf 8% bis 30%).
Wenn die gesamte architektonisch geeignete Gebäudefläche verwendet wird, verdoppelt sich das erreichbare Niveau nahezu (von 30% bis fast 120%).
- ⚡ Das BIPV-solare Stromerzeugungspotential ist sogar noch größer, wenn eine bessere (progressivere) Umwandlungseffizienz (mehr als 20 % Solarstrom-Output aus der gesamten Solarenergie-Einstrahlung) angenommen wird.
- ⚡ Das erreichbare Niveau (der Versorgung) hängt (neben technischen Aspekten) hauptsächlich von den verfügbaren Gebäudeflächen und natürlich von der solaren Einstrahlung und dem Stromverbrauch ab.
- ⚡ Das erreichbare Niveau (der Versorgung) ist signifikant höher für die USA und Australien auf der einen Seite und viel geringer für Japan auf der anderen Seite. Dies ist hauptsächlich auf die verfügbaren Gebäudeflächen zurückzuführen. Generell kann konstatiert werden, dass dicht bevölkerte Regionen dazu tendieren, weniger verfügbare Flächen pro Kopf aufzuweisen (z.B. Japan im globalen IEA-Kontext und die Niederlande im Mittel-/westeuropäischen Kontext). Das erreichbare Niveau (der Versorgung) ist für Schweden aufgrund der spezifischen Elektrizitätsnutzung (hoher Anteil elektrischer Energie am gesamten Energieverbrauch) geringer, obwohl Schweden (für europäischen Standard) über eine überdurchschnittliche Größe an Gebäudeflächen verfügt.
- ⚡ Es gibt ungefähr 6,5 m² BIPV-Fassadenflächen in Mittel-/Westeuropa.
- ⚡ Insgesamt fallen ca. ¾ des BIPV-Flächenpotentials auf Dachflächen und ca. ¼ auf Fassadenflächen.
- ⚡ Ungefähr 15% - 20% der BIPV-Stromproduktion kann Fassadenflächen zugeordnet werden.
- ⚡ Interessanterweise ist der relative Anteil der solar-architektonisch geeigneten Flächen kohärent innerhalb und zwischen den betrachteten Ländern, d.h. der Nutzungsfaktor (Verhältnis zwischen geeigneter Fläche und Grundfläche) ist 0,4 für Dächer und 0,15 für Fassaden. Dies ermöglicht die Abschätzung des BIPV-Potentials mit einfach anwendbaren Daumenregeln.

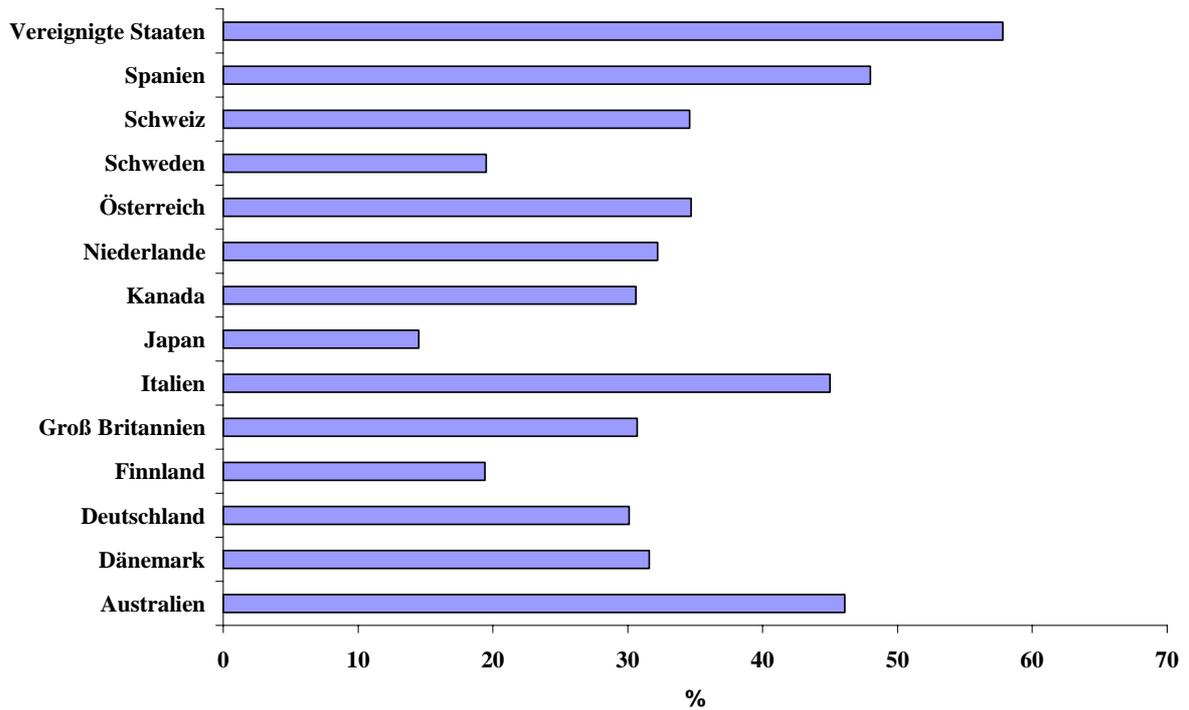


Abbildung 8.4: Erreichbare Niveaus der solaren Stromerzeugung durch PV-Dächer und –Fassaden in den IEA-Ländern. Die Niveaus sind als das Verhältnis “solares Stromerzeugungspotential/Stromverbrauch” ausgedrückt (unter der Vorgabe von 80% Solarertragskriterium und Gesamt-PV-Systemeffizienz von 10%)



9. HEMMNISSE FÜR DIE VERBREITUNG VON GEBÄUDEINTEGRIERTEN PV-SYSTEMEN

Um die in Kapitel 8 beschriebenen Potentiale praktisch schrittweise zu erschließen und damit eine größere Verbreitung von kleinen netzgekoppelten PV-Anlagen durchzusetzen, ist eine umfassende Analyse der insgesamt noch existierenden Probleme und Hindernisse von zentraler Bedeutung. Denn nur wenn es gelingt, diese Barrieren für eine breitere Markteinführung abzubauen, kann eine signifikante Steigerung an installierten Systemen erzielt werden. Um diese Hindernisse zu identifizieren und darauf aufbauend geeignete Marketingstrategien zu entwickeln, werden zunächst die wichtigsten Aktionsbereiche und Zielgruppen analysiert.

9.1 AKTIONSBEREICHE UND ZIELGRUPPEN

Um die relevanten Aktionsbereiche und Zielgruppen zu identifizieren, ist zunächst die Analyse, welche Akteure in die Verbreitung von dezentralen PV-Anlagen involviert sind, und welche gesellschaftlichen Gruppen – z.B. Politiker – Interesse an einer weiteren Verbreitung der PV haben könnten, von zentraler Bedeutung.

Abbildung 9.1 beschreibt die prinzipiell wichtigsten Aktionsfelder, die im Folgenden detailliert erläutert werden:

Grundsätzlich ist für eine weitere Verbreitung natürlich ausschlaggebend, dass PV-Anlagen - bzw. Strom aus PV-Anlagen verkauft werden.

Daher ist der entscheidende Aspekt für die Verbreitung von PV, die Leute zum Ankauf der Technologie oder zumindest zum Ankauf der durch ein PV-System erzeugten Energie zu motivieren. Es sind also zuallererst mögliche Käufer der Technologie involviert. Das heißt, dass potentielle PV-Kunden die wichtigste Zielgruppe darstellen, wenn es darum geht, Marketing-Strategien zu entwickeln.

Im Folgenden bezeichnen wir die potentiellen Käufer von PV-Anlagen oder von PV-Strom als „PV-Kunden“. Bei den PV-Kunden kann zwischen den folgenden Haupttypen unterschieden werden:

- Private;
- Firmen, die ein PV-System oder ein „Grünes Label“ auf ihrem Stromverbrauch dazu benutzen, um ihr Umweltbewusstsein zu demonstrieren.;
- Traditionelle Elektrizitätsversorger;
- „Grüne“ Versorger und Vermarkter vom Grünem Strom;
- Baufirmen;

Bezüglich der potentiellen PV-Kunden spielen ihre jeweiligen individuellen Präferenzen und ihre Zahlungsbereitschaft eine sehr wichtige Rolle.

Darüber hinaus muss die Gesellschaft daran interessiert sein, eine Technologie zu verbreiten. In diesem Zusammenhang muss der Status und die Akzeptanz der Technologie in der Gesellschaft berücksichtigt werden. Die Gesellschaft umfasst dabei lokale, nationale und internationale Regierungsorganisationen, NGO's genauso wie Politiker, das Bildungssystem und die Öffentlichkeit.



9. Hemmnisse für die Verbreitung von gebäudeintegrierten PV-Systemen

Besonders wichtig im Zusammenhang mit der Gesellschaft als Aktionsfeld ist, dass für die richtigen Rahmenbedingungen – z.B. bezüglich Netzeinspeisung von PV-Energie - gesorgt wird. Das umfasst Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, finanzielle Anreize, Steuern, Information und Bildung betreffend die Stromerzeugung im Allgemeinen und die Erzeugung von PV-Energie im Speziellen.

Das nächste wichtige Aktionsfeld ist der Markt. Wenn die PV-Industrie, Händler und Hersteller ihr Produkt verkaufen wollen, müssen sie dafür sorgen, dass ausreichende und gezielte Information angeboten wird, und dass diese Information auch an andere Verbreitungsakteure (mit „Katalisator“-Funktion) z.B. Architekten, Lehrer, Massenmedien – gerichtet wird. Auch Finanzierungsgesellschaften spielen eine wichtige Rolle in diesem Zusammenhang. Für den Kunden sind Markt-Aspekte wie Konkurrenz, niedrige Transaktionskosten und Markt-Transparenz sehr wichtig.

Darüber hinaus müssen die Akteure auf dem Markt mit den Forschern und Entwicklern der Technologie kommunizieren. Das bedeutet, dass auch die Technologie selbst ein wichtiges Aktionsfeld ist. Technische Aspekte wie Standardisierung und Betriebssicherheit sind von großer Relevanz für eine erfolgreiche Verbreitungsstrategie. Weiters spielen die Versorger vor allem in einem liberalisierten Markt eine wichtige Rolle.

Diese Aktionsfelder können in bezug auf ihren Einfluss auf eine größere Verbreitung von PV-Systemen auf dem Markt wie folgt klassifiziert werden:

- Herbeiführen der geeigneten Rahmenbedingungen für eine Marktverbreitung: Gesellschaft
- Verbesserung der Technologie: Produzenten und Forscher
- Verkauf der Technologie: Hersteller und Einzelverkäufer zu kompetitiven Preisen auf einem transparenten Markt
- Kauf der Technologie: PV-Kunden

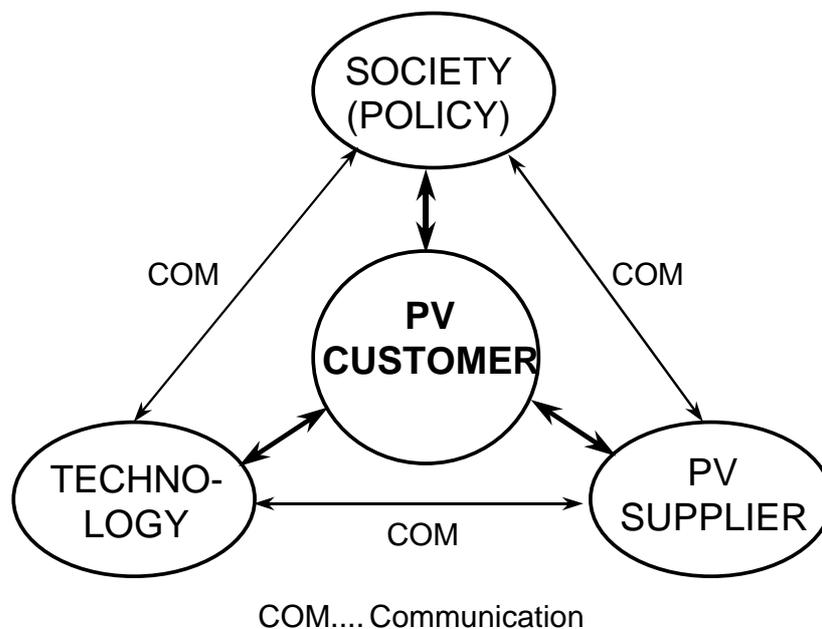


Abbildung 9.1: Relevante Aktionsfelder für erfolgreiche Marketingstrategien

Es ist anzumerken, dass das Ziel immer bleibt, potentielle PV-Kunden zu überzeugen PV-Systeme zu kaufen. Dies kann natürlich auch auf indirektem Weg erreicht werden!



9.2 HINDERNISSE FÜR EINE GRÖßERE VERBREITUNG VON PV-ANLAGEN

In einer Literaturstudie von Task 7 (Activity 3.1) wurden die wichtigsten Barrieren und Problemkategorien für eine weitere Verbreitung von PV-Anlagen analysiert. (vgl. van Mierlo/Oudshoff, 1999). Darüber hinaus sind in den Arbeiten von Watt (2001), Groenendal (2000) und Painuly (2001) weitere umfassende Untersuchungen zu „Verbreitungshindernissen“ dokumentiert. Im Folgenden werden – basierend auf diesen Studien – kurz die wichtigsten Barrieren für die vier oben definierten Aktionsbereiche zusammengefasst. Dazu ist natürlich anzumerken, dass diese Hindernisse nicht in allen Ländern in gleicher Ausprägung zu finden sind.

- PV-Kunden (Anlagenbetreiber, PV-Strom-Nutzer):

Die wichtigsten Barrieren für verschiedene Typen von potentiellen PV-Kunden sind:

- ⊘ Schlechte ökonomische Ausgangsbedingungen: Hohe Investitionskosten sind die auffälligste Barriere für PV
- ⊘ Hohe Transaktionskosten: Es ist für den Kunden schwierig, schnellen und problemlosen Zugang zu Information zu bekommen
- ⊘ Es gibt einen Mangel an geeigneten Finanzierungsmöglichkeiten
- ⊘ Architektonisches Design und einfache standardisierte Systeme sind nicht verfügbar
- ⊘ Unsicherheit bezüglich der technischen Betriebssicherheit: Viele potentielle Kunden kaufen kein PV-System, weil es keine Garantien bezüglich der technischen Betriebssicherheit gibt.
- ⊘ Mangel an Informationen über die Vorteile von PV

- Gesellschaft:

Barrieren, die lokale und nationale Regierungen, Politiker, das Bildungssystem und die Öffentlichkeit betreffen, sind:

- ⊘ Vorteile für die Umwelt werden monetär nicht bewertet
- ⊘ Mangel an Bewusstsein bezüglich begrenzter fossiler und nuklearer Ressourcen
- ⊘ Die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten wird nicht ausgeschöpft
- ⊘ Niedrige soziale Akzeptanz
- ⊘ Verzerrte Darstellungen im öffentlichen Bildungssystem

- PV-Firmen:

Die aktuell größten Barrieren und Problemkategorien für die Verbreitung von PV im Aktionsbereich „Markt“ sind (vgl. van Mierlo/Oudshoff 1999):

- ⊘ Die PV-Märkte in den meisten Ländern sind noch zu wenig kompetitiv und zu wenig transparent, was zu hohen Transaktionskosten für den potentiellen Konsumenten führt.



9. Hemmnisse für die Verbreitung von gebäudeintegrierten PV-Systemen

- ⚡ Die PV-Firmen kennen weder das Marktpotential noch wissen sie, wie sie den Markt erreichen können.
- ⚡ Es gibt immer noch viele technisch unausgereifte Produkte und unausgereifte Service-Ketten.
- ⚡ Es gibt einen Mangel an geeigneten Marketingstrategien und an adäquater Infrastruktur für die erfolgreiche Vermarktung von PV-Systemen
- ⚡ Kommunikationsprobleme zwischen verschiedenen Akteuren auf dem Markt (z.B.: zwischen Architekten, Baufirmen und PV-Händlern) sind immer noch weit verbreitet
- ⚡ „Back up“ – Service und Wartungsmöglichkeiten sind in den meisten Regionen noch sehr wenig entwickelt
- ⚡ Niedriger Level bei Marketing und Information

- Technologie:

Es gibt immer noch Probleme, die mit technischen Themenbereichen zusammenhängen und einen starken Einfluss auf Markstrategien haben:

- ⚡ Niedrige Systemeffizienz
- ⚡ Die Auslegung des Systems ist nicht optimiert
- ⚡ Die Sicherheit ist oft noch ein Problem
- ⚡ Die Versorger-Schnittstellen sind nicht standardisiert
- ⚡ Es sind kaum kompakte „plug and play“-Systeme verfügbar
- ⚡ Wenig Flexibilität bezüglich Größe, Design und Farbe
- ⚡ Mangel an System-Standardisierungen und niedrige Betriebssicherheit.

- Kommunikationsprobleme:

Schlussendlich existieren Kommunikationsprobleme auch zwischen den verschiedenen Akteuren unterschiedlicher Aktionsbereiche. Einige Beispiele sind:

- ⚡ Die Entwickler und Planer berücksichtigen die Anforderungen der Konsumenten zu wenig
- ⚡ Hersteller und Händler bieten den Konsumenten nicht ausreichend Information
- ⚡ Verschiedene Gruppen von potentiellen Konsumenten werden von den Marketingstrategien der Händler überhaupt nicht angesprochen
- ⚡ Viele Firmen können die Probleme, auf die sie bezüglich der Technologie stoßen, nicht an den Forschungs- und Entwicklungssektor übermitteln.



10. KRITERIEN FÜR ERFOLGREICHE VERBREITUNGSSTRATEGIEN

Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, wurde das starke Wachstum der PV in den letzten zehn Jahren durch eine Vielzahl von Verbreitungsstrategien in verschiedenen Ländern ausgelöst. Im Folgenden wird dazu zunächst ein kurzer historischer Überblick gegeben. Anschließend werden die einzelnen Typen von Strategien systematisch klassifiziert und die wichtigsten Eigenschaften und Erfolgsparameter herausgearbeitet.

10.1. HISTORISCHE MEILENSTEINE

In der Geschichte der PV wurde eine breite Palette an Förderstrategien implementiert, um die Verbreitung der PV zu steigern. Bereits 1982 wurde in Massachusetts in den USA das erste Net Metering-Programm für PV (und andere Erneuerbare) eingeführt. Während aber dieses erste Programm nur eine sehr geringe Zahl von PV-Anlagen-Betreibern ansprach, wurde 1989 in Deutschland das erste umfassende Verbreitungsprogramm initiiert – das Deutsche 1000 Dächer-Programm. Insgesamt wurden durch dieses Programm mehr als 2000 PV-Anlagen installiert. In etwas bescheidenerem Umfang wurden von 1992 bis 1994 im österreichischen „200 kW-Breitentest“ ca. 100 PV-Anlagen installiert.



Tabelle 10.1: Historischer Überblick der international wichtigsten Förderprogramme für kleine netzgekoppelte PV-Anlagen

Jahr	Land	Strategietyp	Name des Programms	Anmerkungen
1982	US	Net metering		
1987 bis heute	DE	Investitionszuschuss	"REN"	
1991-1995	DE	Investitionszuschuss	"1000-Dächer-Programm"	
1991-2000	CH	Freiwilliges Kapazitätszielprogramm	"ENERGIE 2000"	
1992-1994	AT	Investitionszuschuss	"200 kW PV-Programm"	
1992-1999	DE, CH, AT	Erhöhte Einspeisetarife	"Kostendeckende Vergütung"	
1993-1997	US	Contracting	SMUD "PV pioneer I"	
1994 bis heute	JP	Investitionszuschuss	"Residential PV promotion programme"	Im Jahr 1998 angepasst.
1994 bis heute	ES	Erhöhte Einspeisetarife	P.A.E.E.	Im Jahr 1998 angepasst.
1994 bis heute	DE	Investitionszuschuss, Spenden	"Sonne in der Schule", "SONNEonline"	Gestartet von verschiedenen Versorgern und Regierungsorganisationen
1996-bis heute	DE	Green pricing	RWE "Umwelttarif"	
1996-bis heute	CH	Ausschreibung/Green Pricing	"Solarstrombörse"	
1997-bis heute	NE	Freiwilliges Kapazitätszielprogramm	"Heading into the Solar age together"	
1997-bis heute	CH	Green Pricing	"Solarstrom vom E-Werk"	
1997-2001	DE	Ausschreibung	"Solarbörse Berlin"	
1998 bis heute	DE	Labelling	Golden and Silver label (EUROSOLAR)	
1999 bis heute	AT	Beteiligungsprogramm	"Sonnenschein"	
1999 bis heute	DE	Zinsverbilligter Kredit	"100,000 Dächer-Programm"	
1999- present	NE	NGO-Initiative	"SOLARIS"	
1999-bis heute	US (CA)	Investitionszuschuss	"California's emerging renewables buydown programme"	
1999 – bis heute	AU	Investitionszuschuss	"PV Rooftop Programme"	Für netzgekoppelte und autarke Gebäude. Im Jahr 2000 angepasst.
2000 bis heute	DE	Verbesserte Erhöhte Einspeisetarife	"Neues Einspeisegesetz (EEG)"	
2000 bis heute	DE	Investitionszuschuss, Spenden	"Kirchengemeinden für die Sonnenenergie"	

Als weiterer Meilenstein sind die Aktivitäten von SMUD (Municipal Utility of Sacramento in California) in den frühen 90er Jahren zu sehen. SMUD implementierte verschiedene neue Strategien. Die wichtigsten sind erste „Grünstrom“-Modelle, die in weiterer Folge auch in anderen Ländern eingeführt wurden, und das „PV pioneer program“ im Jahr 1993, das eine Art von Contracting Modell darstellte. Etwa zur gleichen Zeit wurden in der Schweiz und in Deutschland die ersten Programme mit „Kostendeckender Vergütung“ gestartet.

Solarstrombörsen für PV-Strom wurden 1996 in der Stadt Zürich populär. Ende 2000 hatte mehr als die Hälfte der Schweizer Zugang zu „Solarstrom“. Seit ungefähr 1998 konzentrieren sich die



Programme zur Unterstützung von Erneuerbaren Energien auf liberalisierte Elektrizitätsmärkte. Beispiele sind öffentliche Programme, wie sie z.B. der Staat Kalifornien, gefolgt von anderen Staaten in den USA, eingeführt hat und handelbare Zertifikate. Die neueste Entwicklung sind zinsverbilligte Kredite, die im Rahmen des Deutschen 100000 Dächer-Programms eingeführt wurden, „Green Pricing“-Programme mit Labels und NGO-Initiativen. Wie Tabelle 10.1 deutlich zeigt gab und gibt es die größte Vielfalt an Fördermodellen zweifellos in Deutschland.

10.2. TYPEN UND EIGENSCHAFTEN VON VERBREITUNGSSTRATEGIEN

In Kapitel 9 wurden die wichtigsten Barrieren und die zentralen Aktionsbereiche und Zielgruppen für eine weitere PV-Verbreitung beschrieben. Als nächstes ist nun von Interesse, ob und wie die Marktdurchdringung der PV beschleunigt werden kann. Dies erfolgt über geeignete Strategien.

10.2.1. ZIELE VON STRATEGIEN

Die zentralen Ziele von Strategien sind:

- ⚡ Die Beseitigung der Barrieren für eine breitere Marktdurchdringung (wie im Kapitel 9 zusammengefasst)
- ⚡ Die Vergrößerung der insgesamt installierten Leistung und der Marktdurchdringung von PV
- ⚡ Der Nutzen, der durch die PV-Technologie für die Umwelt entsteht.

Basierend auf diesen grundsätzlichen Zielen können die folgenden Detailziele definiert werden:

- ⚡ Ausschöpfung der Zahlungsbereitschaft des Konsumenten
- ⚡ Vergrößerung der sozialen Akzeptanz und öffentliche Bewusstseinsbildung
- ⚡ Reduzierung der Kosten pro erzeugter kWh
- ⚡ Verbesserung der technischen Betriebssicherheit, des Betriebes und der Standardisierung
- ⚡ Beseitigung von Hindernissen für die Netzkoppelung
- ⚡ Minimierung der Kosten für die Öffentlichkeit, z.B. Bemühungen um niedrigere Administrationskosten, niedrigere Transaktionskosten und Minimierung der öffentlichen finanziellen Unterstützung, die für eine gewisse installierte PV-Leistung aufgewendet werden muss.
- ⚡ Nachhaltiges Wachstum der PV-Industrie

Wie bereits in Kapitel 10.1 beschrieben, wurde in den letzten Jahren bereits eine Vielzahl von Verbreitungsstrategien in verschiedenen OECD-Ländern implementiert. Im Folgenden werden die wichtigsten Merkmale verschiedener Strategien beschrieben und anschließend wird ein Überblick gegeben, welche Strategien grundsätzlich existieren und wie diese prinzipiell wirken.



10.2.2. ELEMENTE UND MERKMALE VON STRATEGIEN

Die Analyse verschiedener bisher implementierter Strategien führt zu dem Ergebnis, dass es zumindest die folgenden sechs wichtigen **möglichen** Elemente erfolgreicher Verbreitungsstrategien gibt (vgl. Abbildung 10.1):

1. Finanzielle Anreize

Ein finanzieller Anreiz kann wichtig für die ökonomische „Performance“ des PV-Systems sein. Die Basis kann regulativ oder freiwillig sein. Darüber hinaus gibt es drei Hauptgruppen von finanziellen Anreizen:

- a) Subventionen für die zu installierende Leistung
- b) Attraktive Finanzierungsangebote
- c) Angebot eines Standardsystems zu einem niedrigen Preis („Discount“).

2. Marketing und Information

Eine erfolgreiche Strategie muss die potentiellen Teilnehmer eines Programms und deren Bedürfnisse identifizieren. Darüber hinaus muss sie die potentiellen Konsumenten mit detaillierter und gezielter technischer und praktischer Information darüber versorgen, wo und wie das PV-System zu installieren ist.

Weitere Information ist bezüglich der Bedingungen für die Installation des PV-Systems, bezüglich der Kosten des Systems und seiner Komponenten erforderlich.

3. Verbesserung der technischen „Performance“

Die Betriebssicherheit, die Umwandlungseffizienz und die Problemlosigkeit bei der Installierung des Systems sind wichtige Kriterien für die Konsumenten. Dies sollte bei der Strategie durch Strategien verbessert werden, die durch Finanzierung und Unterstützung die Entwicklung von Standards (Normen) und Forschung und Entwicklung der Technologie voranbringt.

4. Setzen des regulativen Konditionen

Besonders in liberalisierten Märkten ist es wichtig, dass Verzerrungen –z.B. durch Einwirkungen auf die Umwelt oder nicht inkludierte externe Kosten – durch die Regierungen korrigiert werden. Das kann durch regulative Vergütungen, nationale Quoten oder staatliche Zuschüsse erreicht werden.

5. Öffentliche Bewusstseinsbildung

Als Nächstes ist es wichtig, die gesellschaftliche Komponente zu berücksichtigen. Während die öffentliche Akzeptanz für PV im Allgemeinen kein Problem ist, sind der Wissenstand und das allgemeine Bewusstsein sehr wohl ein Problem. Das kann dadurch verbessert werden, dass allgemeine Informationskampagnen über Umweltprobleme und über den zusätzlichen Nutzen von PV gestartet werden. Darüber hinaus ist es oft wichtig, das Programm zu einem gesellschaftlichen Event zu machen. Von überaus großer Bedeutung ist es in diesem Zusammenhang, die Massenmedien in geeigneter Weise anzusprechen.



6. Schaffung von Markttransparenz

Schlussendlich kann die Verbesserung der Markttransparenz ein wichtiges Element einer Strategie sein. Das gilt für den Markt für PV-Systeme genauso wie für den allgemeinen Markt der Elektrizitätswirtschaft. In Hinblick auf den Markt für PV-Systeme kann eine Markt- und Produktuntersuchung durchgeführt werden. Das kann substantiell dazu beitragen, die Transaktionskosten für den Konsumenten zu senken. In Hinblick auf den allgemeinen Markt der Elektrizitätswirtschaft kann es wichtig sein, die Transparenz der Energiequellen für die Stromerzeugung – z.B. durch ein Label – zu verbessern.

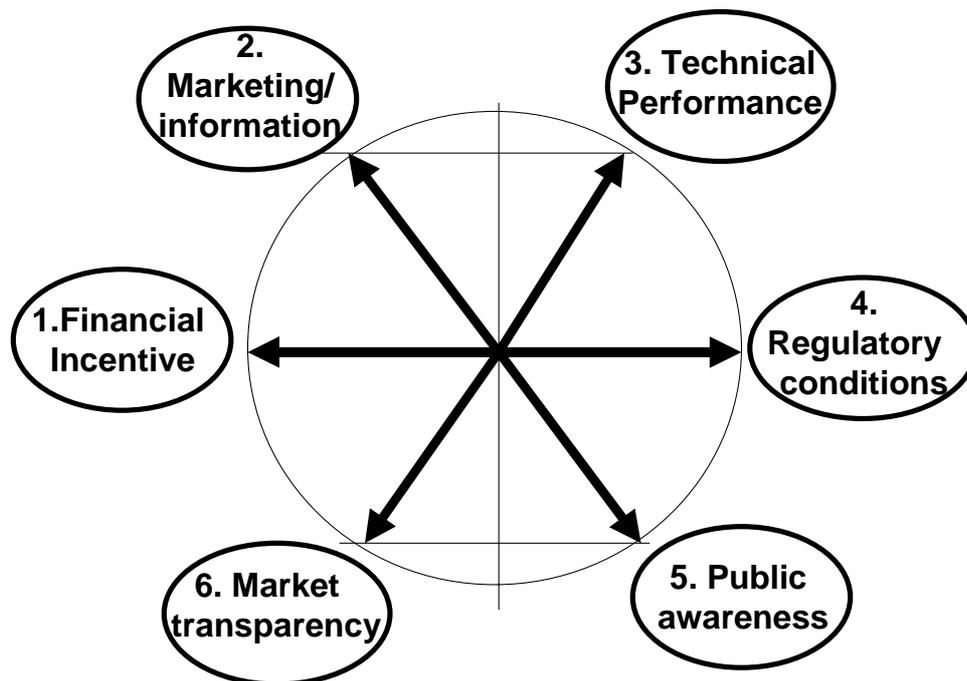


Abbildung 10.1: Komponenten und Merkmale von Strategien

10.2.3. ÜBERBLICK: WELCHE STRATEGIEN EXISTIEREN GRUNDSÄTZLICH?

Als nächstes stellt sich nun die Frage, welche Strategien grundsätzlich existieren und wie diese systematisch klassifiziert werden können. In diesem Zusammenhang sind die folgenden Fragen von zentralem Interesse:

- Wer implementiert eine Strategie? Eine Regierung? NGO's? Kommerzielle Unternehmen - z.B. Stromversorger?
- Ist es eine freiwillige Strategie oder basiert sie auf Regulierungsmaßnahmen der öffentlichen Hand?
- Werden finanzielle Anreize geboten?
- Wird die Investition gefördert oder die kWh, die ein PV-System produziert.
- An wen richtet sich die Strategie? PV-Energie-Erzeuger? PV-Energie-Nutzer? Oder spezielle Zielgruppen –z.B. Architekten, Lehrer, Schulen, Baufirmen?



Im Folgenden wird beschrieben welche Strategien grundsätzlich existieren. Tabelle 10.2 gibt einen Überblick. **Natürlich kann ein in die Praxis umzusetzendes Programm immer auch aus einer Mischung verschiedener Strategien bestehen**

Tabelle 10.2: Strategiekategorien: freiwillig/regulativ, „Kapazitätsprogramme/Finanzielle Anreize, fokussiert auf die Investition/fokussiert auf die Energieproduktion.

		Regulativ	Freiwillig
Kapazitätszielprogramme		<ul style="list-style-type: none"> ⊘ Renewable Portfolio Standard ⊘ Ausschreibungsmodelle, ⊘ Quotas, Handelbare „Grüne Zertifikate“ 	<ul style="list-style-type: none"> ⊘ Nationale Ziele oder Kapazitätsprogramme
Finanzielle Anreize	Fokussiert auf Energieproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ⊘ Erhöhte Einspeisetarife, ⊘ Kostendeckende Vergütung ⊘ Net metering 	<ul style="list-style-type: none"> ⊘ Green Power Marketing ⊘ Green tariffs ⊘ Solarstrombörse
	Investition-fokussiert	<ul style="list-style-type: none"> ⊘ Zuschüsse ⊘ Zinsverbilligte Kredite ⊘ Steuerliche Anreize 	<ul style="list-style-type: none"> ⊘ Contracting ⊘ Beteiligungsprogramme ⊘ Ausschreibung
Andere Strategien		—	<ul style="list-style-type: none"> ⊘ NGO-marketing ⊘ Verkauf „Grüner Gebäude“ ⊘ Programme von Händlern ⊘ Financing ⊘ Programme für öffentliche Gebäude

10.2.3.1 Nationale Kapazitätsziele

In diesem Fall basiert die Strategie auf der Regierungsentscheidung, die ein gewünschtes Niveau bei der Energieproduktion und Marktdurchdringung durch verschiedene Erneuerbare Energiequellen vorgibt. Der Preis wird im Prinzip durch die Konkurrenz zwischen den Energieerzeugern festgelegt. Finanzielle Anreize können diesen Strategietyp unterstützen, sind aber nicht zwingend.



Nationale Ziele

Nicht obligatorisch festgelegte Ziele für installierte Leistung oder installierte Systeme.

Obligatorisch festgelegte Ziele

Erneuerbare Energien-Portfolio-Standard bzw. –Quoten, handelbare „grüne Zertifikate“, Zertifikate basierend auf Erneuerbaren Energien oder auf CO₂-Ausstoß.

10.2.3.2 Finanzielle Anreize

In Abbildung 10.2 sind verschiedene Strategien, die auf finanziellen Anreizen basieren, bezüglich des Geldflusses und regulatoriver Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Akteuren auf dem Markt kategorisiert.

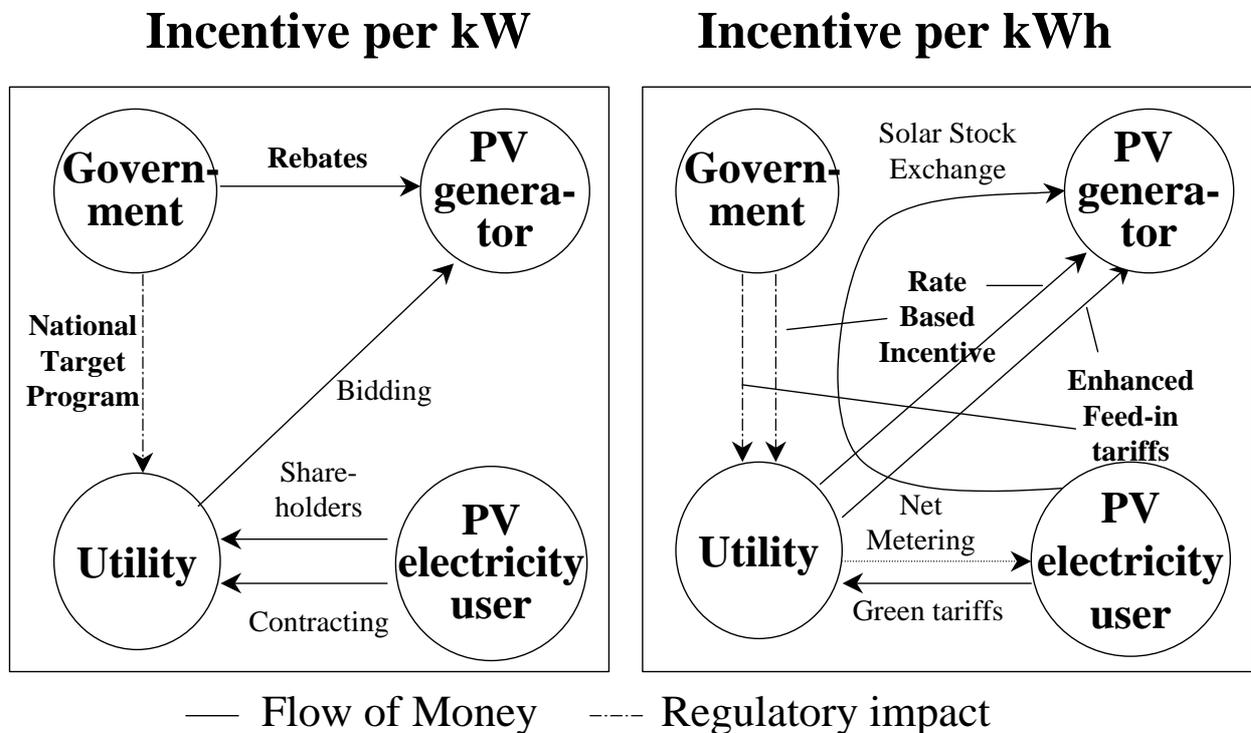


Abbildung 10.2: Wechselwirkung zwischen einzelnen Marktteilnehmern und erforderliche regulatorische Rahmenbedingungen bei verschiedenen finanziellen Anreizprogrammen.

Diese Akteure sind: Regierungen, Energieversorger, unabhängige PV-Energieerzeuger und Konsumenten. So geht z.B. im Fall einer Einspeisevergütung das Geld als Zahlung pro kWh vom Energieversorger an den PV-Energieerzeuger. Im Fall eines Nationalen Zielprogrammes nimmt der Energieversorger Geld von den Konsumenten und gibt es an die Regierung weiter – der Regierungsfonds unterstützt dann unabhängige PV-Energieversorger.

A) Regulierte finanzielle Anreize

Erzeuger von Erneuerbarer Energie bekommen entweder finanzielle Unterstützung pro kWp installierte Leistung oder Zahlungen pro produzierte und verkaufte kWh.

Investition-fokussiert

Zuschüsse, Anreize bezüglich Einkommensteuer (Absetzbarkeit), Zinsverbilligte Kredite



Fokussiert auf Energieproduktion

Dieser Strategietyp basiert meistens auf regulativ festgesetzten Einspeisevergütungen. Beispiele sind: „Net Metering“, verbesserte Einspeisetarife, Kostendeckende Vergütung, „Environmental Pricing“

B) Freiwillige Zugänge mit finanziellen Anreizen

Dieser Strategietyp basiert hauptsächlich auf der Zahlungsbereitschaft verschiedener Konsumentengruppen und wird meistens von Energieversorgern initiiert. Der finanzielle Anreiz wird durch den Konsumenten von PV-Energie und seine entsprechende Zahlungsbereitschaft geschaffen. Dieser Strategietyp kann in zwei Kategorien eingeteilt werden:

Investition-fokussiert

Programme mit Anteilscheinen, Beteiligungsprogramme, freiwillige Spenden.

Fokussiert auf Energieproduktion

Grüne Tarife, mit oder ohne Labeling, Solarstrombörse, „Green Power Marketing“ (in liberalisierten Strommärkten)

C) Indirekte finanzielle Anreize

PV-Strom kann auch durch indirekte Strategien gefördert werden wie z.B. durch CO₂-Steuern, Strafen für das Nicht-Einhalten von verpflichtenden Zielen oder durch die Beseitigung von Förderungen für fossile oder nukleare Energieproduktion.

10.2.3.3 Andere Strategien

Andere Strategien umfassen Marketing-Programme durch NGOs oder durch Firmen (z.B. durch den Verkauf „Grüner Gebäude“), Programme von Händlern (z.B. Franchising, garantierter Ertrag) Programme für öffentliche Gebäude (Schulen, Rathäuser, Kirchen) und freiwillige Finanzierungsprogramme durch private Firmen (generelle Informationskampagnen, Bildungsprogramme, Programme für spezielle Zielgruppen wie z.B. Architekten).

10.3. EVALUIERUNG DES PRAKTISCHEN EFFEKTS VERSCHIEDENER STRATEGIEN

Die folgende Tabelle 10.3 gibt einen Überblick über die derzeit in verschiedenen OECD-Ländern implementierten Strategien zur Förderung kleiner dezentraler PV-Anlagen. Es ist deutlich zu erkennen, dass Zuschussprogramme und erhöhte zur Förderung kleiner Einspeisetarife mit Stand Juni 2002 die populärsten und am weitesten verbreiteten Förderinstrumente sind.

Die zentrale Frage, die sich nun natürlich stellt, lautet: Welche der bisher versuchten Instrumente waren erfolgreich und welche sind am vielversprechendsten für die Zukunft? Dazu werden Im Folgenden die bisherigen Erfahrungen mit einzelnen Instrumenten analysiert und Empfehlungen für die Zukunft abgeleitet.



Tabelle 10.3: Derzeit in verschiedenen OECD-Ländern implementierte Strategien dezentraler PV-Anlagen

Land	Derzeit wichtigste Strategien	Zusätzliche Instrumente
Australien	Zuschüsse	Green tariffs, green electricity targets
Österreich	Zuschüsse und Einspeisetarife	4% Quote für Strom aus "neuen" Erneuerbaren bis 2008
Belgien	Keine	
Dänemark	Keine	
Finnland	Keine	
France	Grants for PV, rural areas (stand alone systems)	
Germany	Regulated rates	Rebates, Green Power marketing, public building programmes)
Italy	No	Regulated rates
Japan	Rebates	Green Pricing (intended)
Netherlands	National target programme for PV	Green tariff, Financing
Norway	No	
Portugal	Regulated rates	
Spain	Regulated rates (Royal Decree)	Funds (P.A.E.E.)
Sweden	Rebates and tax reliefs	Regulated rates for small generators
Schweiz	Solarstrombörsen, "Solarstrom vom E-Werk"	Green tariffs
UK	No	School programme
USA	Zuschüsse (CA)	RPS's, Net metering, Green Pricing, Green Power marketing

Von Interesse ist dabei natürlich der Unterschied in den Effekten zwischen staatlich implementierten und freiwilligen Strategien sowie der Unterschied zwischen Strategien, die auf einer Förderung der Investition basieren und Strategien, die die produzierte kWh fördern.

10.3.1 NATIONALE KAPAZITÄTSZIELE

Bisher wurden international zwei Programme lanciert, die auf nationalen Kapazitätszielen für installierte PV-Anlagen basierten, ohne substantielle finanzielle Anreize zu bieten, und beide können als erfolgreich eingestuft werden. Das holländische Programm erreichte sein erstes Ziel von 7.7 MW im Jahr 2000 deutlich und die Schweiz erreichte bis 2000 immerhin eine PV-Kapazität von 15 MW eines angestrebten 50 MW-Ziels.

In bezug auf das Schweizer Programm sei festgestellt, dass es auch deshalb als Erfolgsgeschichte zu betrachten ist, da es mit einem Minimum an öffentlichen Geldern bewirkte, dass pro Kopf die höchste PV-Kapazität der Welt installiert wurde (bis 1999).

D.h., nationale Kapazitätszielen sind als Verbreitungsprogramm erfolgreich, wenn sie wirklich ernsthaft verfolgt werden, auf breiter Basis unterstützt und von umfassenden Informations- und Bildungsaktivitäten begleitet werden. Darüber hinaus sind klar definierte und auch tatsächlich realisierbare schrittweise angehobene Jahresziele ein wichtiger Parameter zur kontinuierlichen Erfolgskontrolle. In bezug auf verpflichtende Quoten (RPSs) mit PV in einem Label gibt es bis jetzt zu wenig Erfahrung um den Erfolg praktisch einschätzen zu können.



10.3.2 INVESTITIONSZUSCHÜSSE

Investitionszuschüsse sind grundsätzlich ein effektives Werkzeug, um die Marktdurchdringung von PV-Anlagen in einem aufkeimenden Markt zu steigern. Darüber hinaus sind Zuschüsse ein wichtiges Instrument um ein Maximum an Eigennutzung des erzeugten Stroms zu garantieren. Eine internationale Evaluierung bisher durchgeführter Investitionszuschussprogramme führt zu folgenden Erkenntnissen:

- ⚡ Unterschiedliche Subventionsstrategien führten zu unterschiedlichen Kostenreduktionseffekten: Im deutschen 1000 Dächerprogramm (1991-1995) waren Subventionen ein konstanter Anteil der Investitionskosten (ungefähr 70%). Das führte zu fast keiner Kostenreduktion innerhalb der Dauer des Programms. Nachdem das Programm beendet wurde, fielen die Preise. Ein ähnlicher Effekt geschah in Österreich, wo die gesamten Investitionskosten sich während des Programms nur etwas verringerten und fielen, nachdem das Programm beendet wurde. Die bis jetzt fortgeschrittenste Strategie wurde in Japan umgesetzt. Über den Zeitraum 1994 bis 2000 wurden die Rabatte (1994 ungefähr 50% der gesamten Investitionskosten) jedes Jahr um ungefähr 10-15% weiter reduziert. Diese Art dynamischer Strategie führte in den ersten Jahren zu beträchtlichen Kostenreduktion und in den letzten Jahren zu etwas Stagnation.
- ⚡ Zuverlässigkeit und technische Performance-Parameter wurden beträchtlich verbessert.
- ⚡ Systemdesign wurde etabliert und Elektriker wurden mit PV Technologie vertraut.
- ⚡ Innerhalb des österreichischen Programms (sowie des deutschen Programms) verringerten die Haushalte mit einem hohen Ausgangsstromverbrauch ihre Stromnachfrage, während Haushalte mit einer niedrigen Ausgangsstromnachfrage ihren Stromverbrauch (Haas, 1999) erhöhten;
- ⚡ Die Zuschüsse in praktisch allen Programmen waren zu hoch. Das kann aus der Tatsache ersehen werden, dass es in allen diesen (begrenzten) Programmen weit mehr Anträge als genehmigte Projekte gab. Das traf im deutschen, im österreichischen und japanischen Programm zu.

Das heißt, dass die Unwissenheit über die Konsumentenzahlungsbereitschaft zu einer geringeren installierten Gesamtkapazität führte, als es mit der gleichen Geldmenge möglich gewesen wäre. Ein junger Fall ist das australische NGO-Programm, das wesentlich überarbeitet wurde, weil das vorausgesehene Budget sich sonst zu schnell erschöpft hätte;

- ⚡ Um die Kostenreduktion zu beschleunigen ist es außerdem wichtig, dass Zuschüsse eine fixierte Menge pro Kilowatt-Kapazität und nicht ein Prozentsatz der Investitionskosten sind. Zuschüsse als Prozentsatz der Gesamtkosten sind der falsche Ansporn, weil sie kein Anreiz für den Kunden sind, um nach dem preiswertesten oder leistungsfähigsten System zu suchen; wenn z.B. der Investitionszuschuss 50% oder mehr beträgt, kann passieren, dass die Zielsetzung der Verhandlungen zwischen Kunden und dem PV Einzelhändler ist, die Menge des Zuschusses zu maximieren und nicht nach dem besten System zu suchen.
- ⚡ Investitionszuschüsse fördern nicht die optimale Performance von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie über ihrer Lebenszeit, da kein Ansporn besteht, die Installation richtig laufen zu lassen, nachdem der Zuschuss gezahlt worden ist. Daher müssen Investitionsprogramme von Monitoringprogrammen begleitet werden, um sicherzustellen, dass die Systemleistung so hoch wie möglich bleibt. Es besteht auch die Gefahr von „boom and bust“-Zyklen, die den Markt destabilisieren und hochwertige Firmen zerstören.



- ⊘ Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Zuschüsse als Verbreitungspolitik in einem frühen Stadium der Marktdiffusion sehr nützlich sind. Jedoch können Zuschüsse nicht als nachhaltiges Förderungsinstrument betrachtet werden.
- ⊘ Sie sind nützlich, eine auftauchende Technologie zu stützen. Jedoch sollte so bald wie möglich die Performance Teil des Förderungsinstrumentes werden.

Zuschüsse müssen über die Zeit kontinuierlich sinken. Andernfalls würden die Lieferanten (Einzelhändler) die Systemkosten nicht verringern, sondern eher einen Extraprofit erwerben.

10.3.3 FINANZIERUNGSPROGRAMME/ZINSBEGÜNSTIGUNG

Dieser Typ von Instrument wirkt ähnlich wie Investitionszuschüsse. Bisher jetzt sind die praktischen Erfahrungen allerdings eher begrenzt. Das einzige umfassende Programm das dazu durchgeführt wurde ist das deutsche 100.000 Dächer-Programm. Aus diesem lassen sich jedoch für die einzelnen Komponenten noch keine spezifisch zuordenbaren Erkenntnisse ableiten.

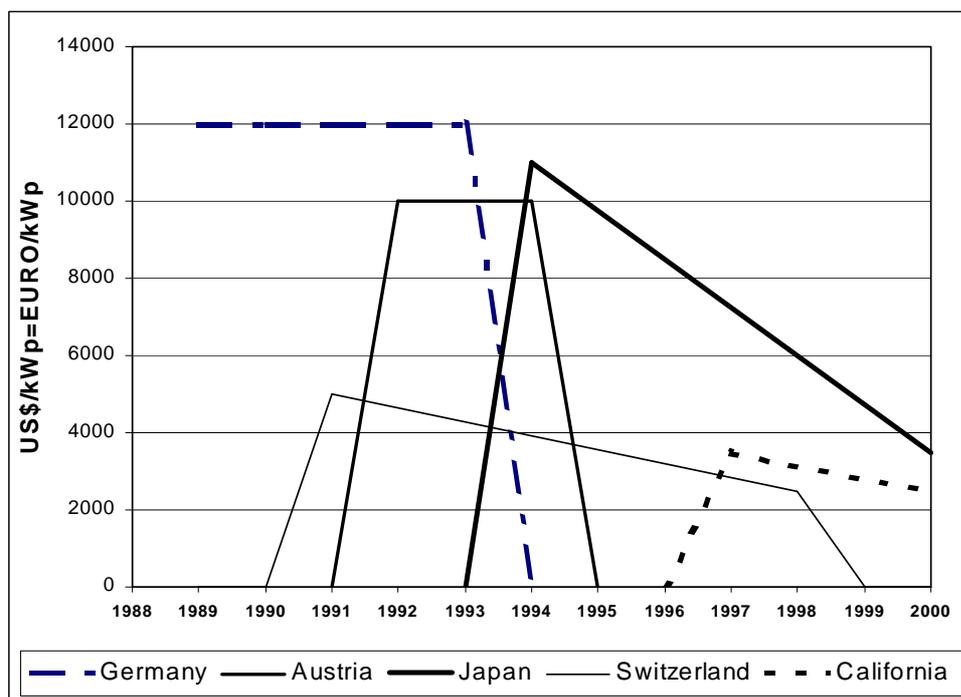


Abbildung 10.3: Entwicklung der Höhe von Investitionszuschüssen über die Zeit in den Programmen verschiedener Länder

10.3.4 STEUERLICHE ANREIZE

Steuerliche Anreize in beiden Ausprägungen – Abschreibung von der Einkommenssteuer und Steuerbefreiung bei der Nutzung von Ökostrom können als Instrumente betrachtet werden, dass Investitionszuschüsse bzw. zinsbegünstigte Kredite unterstützen bzw. ergänzen. Zu einer substantiellen Steigerung der installierten PV-Kapazitäten haben sie bisher allerdings noch in keinem Land beigetragen.



10.3.5 ERHÖHTE EINSPEISETARIFE

In bezug auf erhöhte Einspeisetarife wurden in den letzten Jahren praktisch drei prinzipiell unterschiedliche Ansätze eingesetzt. Von diesen war die "kostendeckende Vergütung", die vor allem in deutschen Kommunen realisiert wurden, mit Abstand am erfolgreichsten in dem Sinne, dass sie eine substantielle Steigerung an installierten PV-Kapazitäten bewirkten. (Für Details siehe Haas 2002).

Allgemein erhöhte Einspeisetarife, die nicht die vollen Kosten decken, waren zumindest im Rahmen des deutschen 100000- Dächer-Programms und in Spanien erfolgreich. In Ländern in denen sie nur allgemein auf bescheidenem Niveau erhöht wurden, waren sie für die Verbreitung der PV bisher nicht relevant.

Die dritte Variante erhöhter Einspeisetarife ist das sogenannte "Net Metering", bei dem der Zähler rückwärts läuft und der Strom also in der Höhe des Haushaltsstrompreises vergütet wird. Auch dazu gibt es bis jetzt keine Erfolgsmeldungen. Prinzipiell ist "Net metering" als Minimalvoraussetzung für die Akzeptanz von PV-Anlagen im Netz eines Verteilnetzbetreibers anzusehen. Darüber hinaus ist es ein korrektes Instrument, um einerseits einen Anreiz für einen optimalen Betrieb der Anlage zu geben und andererseits ein Maximum an Eigennutzung zu gewährleisten. Insgesamt kann Net metering als erfolgreiche Strategie betrachtet werden, wenn es von Investitionsanreizen und umfangreichen Marketingaktivitäten begleitet wird.

10.3.6 FREIWILLIGE BETEILIGUNGSPROGRAMME

Unter den freiwilligen Programmtypen waren bis jetzt sogenannte Beteiligungs- oder Aktionärsprogramme ("Green Shareholder programmes") am erfolgreichsten. Vor allem als erster Schritt für eine weitere (auch individuelle) Verbreitung in einer bestimmten Kommune oder Region hat sich dieser Programmtyp als erfolgreich erwiesen. Die installierte Kapazität wird durch die Zahlungsbereitschaft, Anteile zu kaufen, begrenzt. Wenn eine solche Strategie in jedem Dorf oder in jeder Nachbarschaft in einem Land lanciert werden würde, würde sie zu einer erheblichen Erhöhung der PV-Kapazität führen. Die Programme, die bis jetzt eingeführt wurden, sind besonders erfolgreich gewesen, wenn sie von sozialen Veranstaltungen z.B. Aktionärsitzungen, „solar parties“ und von Unterstützungsaktivitäten wie der Bemühung um Installationen auf allen lokalen öffentlichen Gebäuden, Schulen und Kindergärten begleitet wurden.

10.3.7 FREIWILLIGE GREEN PRICING-PROGRAMME ETABLIERTER STROMVERSORGER

Grüne Tarife und Solarstrombörsen basieren auf einer hohen Konsumentenzahlungsbereitschaft für grüne Elektrizität und auf dem Vertrauen in „alte“ Stromversorger. Daher hängen sie sehr stark von der Glaubwürdigkeit der Organisation ab, die sie anbietet. Wirkungsvolle Programme müssen die Zahlungsbereitschaft für grünen Strom soweit wie möglich ausschöpfen. Im Allgemeinen brauchen „Green Pricing“-Programme“ sehr viel Öffentlichkeitsarbeit seitens des Stromversorgers, damit sie gut funktionieren (siehe z.B. RWE-Programm in Deutschland, oder die EWZ-Solarstrombörse in der Schweiz). Am wichtigsten ist, dass sie von einem



glaubwürdigen grünen Label begleitet werden. Wenn es ein Label auf alle Formen der Stromerzeugung gäbe, könnte die Attraktivität von „Green Pricing“-Programmen sogar noch höher sein. In vielen Fällen verlieren sie Attraktivität, wenn sie nicht von einem attraktiven grünen Label begleitet werden, und nach einiger Zeit werden keine zusätzlicheren Systeme installiert, siehe Abbildung 10.4. Einige Programme in Österreich und in Deutschland sind, wegen eines Mangels an Teilnehmern beendet worden.

Jedenfalls basiert GP auf der Privatkunden-Zahlungsbereitschaft, und es ist daher besonders für PV eine ziemlich begrenzte Verbreitungsstrategie. Aber es ist ein wichtiges Instrument zur Ergänzung von Regierungsprogrammen.

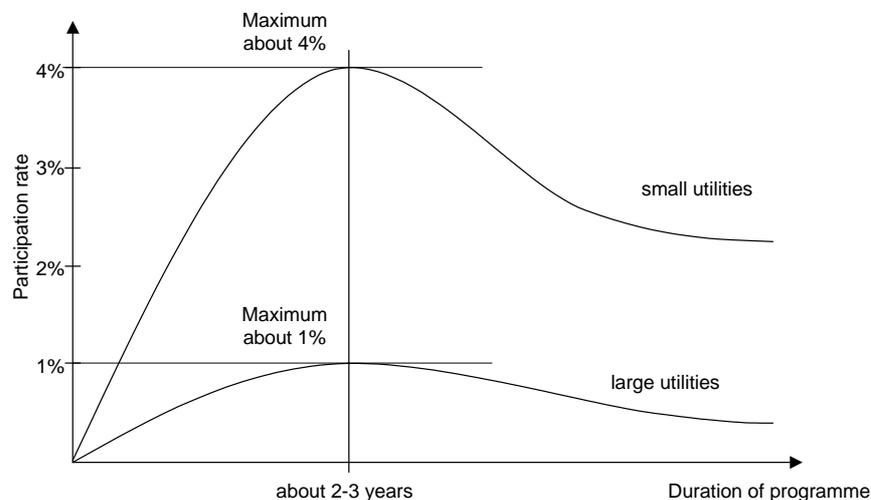


Abbildung 10.4: Mögliche Sättigung und Rückwirkungen von „Green Pricing“-Programmen

10.3.8 GREEN POWER MARKETING DURCH „GRÜNE“ STROMVERSORGER

Green Power Marketing ist eine neue Strategie in zu 100% liberalisierten Strommärkten. Die Erfahrung bis jetzt sagt uns, dass es - wie bei den „Green Pricing“ für PV - nur vielversprechend ist, wenn es von einem attraktiven und glaubwürdigen grünen Label begleitet wird. Das heißt, dass das Label eine bestimmte Menge an neuen PV-Anlagen gewährleisten muss. Außerdem ist eine Hauptvoraussetzung für den Erfolg des grünen Energie-Marketings, dass alle Barrieren für potenzielle Grünstromkunden entfernt werden sollten, z.B. keine Gebühren für das Ändern des Lieferanten, keine zusätzlichen Zählergebühren.

10.3.9 FREIWILLIGE NGO-PROGRAMME

In jüngster Zeit sind von NGOs initiierte Programme überraschend erfolgreich gewesen. Sie stellten unter Beweis, dass es eine hohe Zahlungsbereitschaft bei Privatkunden gibt, wenn eine Strategie durch eine Organisation mit hoher Umweltglaubwürdigkeit gestartet wird.

Tabelle 10.4 gibt einen Überblick über die wichtigsten Strategien, die oben mit ihren Haupteigenschaften beschrieben wurden.

Tabelle 10.4: Eignung der Hauptstrategien für Abbau der verschiedenen Barrieren für PV Systeme

ANFORDERUNG⇓ ⇐STRATEGIE	QUANTITATIV:			QUALITATIV:			
	Verbreitung Effektivität	Kosten zur Öffentlichkeit	Verbesserung tech. Performance	Kostenreduktion	Erhöhung der Soz. Akzeptanz	Erschöpfen der Zahlungsbereitschaft	
I. NATIONALE KAPAZITÄTSZIELE.							
1. nationale Ziele	Hoch	Medium	N	J/N	J/N	J/N	
2. Obligatorisch festgelegte Ziele	Hoch	Medium	N	J/N	J/N	J/N	
II. REGUL. FINANZ. ANREIZE, INVESTITION-FOKUSSIERT							
3. Zuschüsse	Hoch	Hoch	N	J*)	N	J*)	
4. Zinsverbilligte Kredite	Hoch	Hoch	N	J*)	N	J*)	
5. Steuerliche Anreize	Wenig	Wenig	N	J*)	N	J*)	
III. REGUL. FINANZ. ANREIZE . FOKUSSIERT AUF ENERGIEPRODUKTION							
6. Net metering (Rücklaufender Zähler)	Wenig	Wenig	J	J/N*)	J/N	J	
7. Einspeisevergütungen	Hoch	Wenig	J	J*)	N	J*)	
8. Kostendeckende Vergütung	Hoch	Medium	J	J*)	N	J*)	
9. Environm. pricing (z.B. CO2-Steuer)	Wenig	Wenig	N	J+)	N	N	
IV. FREIWILLIGE, FINANZ. ANREIZE, INVESTITIONS-FOKUSSIERT							
10. Contracting	Hoch	Wenig	N	N	N	J	
11. Beteiligungsmodelle	Hoch	Wenig	N	N	J	J	
12. Spenden	Hoch	Wenig	N	N	J	J	
13. Ausschreibungen	Hoch	Wenig	J	J	N	J	
V. FREIWILLIGE, FINANZ. ANREIZE FOKUSSIERT AUF ENERGIEPRODUKTION							
14. Grüne Tarife	Wenig	Wenig	-	N	N	J	
15. Green Power Marketing	Wenig	Wenig	J	N	J*)	J	
16. Solarstrombörsen	Medium	Wenig	J	N	J*)	J	
VI. ANDERE							
17. NGO-Marketing	Hoch *)	Wenig	J	J*)	J	J	
18. Verkauf Grüner Gebäude	Wenig	Wenig	J	N	J	J	
19. Programme von Händlern.	Medium	Wenig	J	-	-	J	
20. Finanzierungsprogramme durch private Firmen	Wenig	Wenig	N	-	J/N	-	
21. Programme für öffentliche Gebäude (Schulen...)	Medium	Medium	J	-	J	N	

*)Wenn sie richtig geplant werden +) relativ; #) Wenn Anschluss- und Zählerkosten reduziert werden



10.4. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Dieser Überblick von Marketingstrategien für dezentrale netzgekoppelte PV-Anlagen zeigt, dass einerseits eine große Auswahl an Möglichkeiten für die Einführung auf dem Markt existiert, und andererseits, dass es wirklich sehr erfolgreiche Beispiele gibt. Jedoch existieren noch beträchtliche Unterschiede bezüglich technischer und ökonomischer Effizienz und bezüglich ihres Erfolgs, eine bedeutende Anzahl an neu installierten PV-Anlagen zu schaffen. Im Folgenden werden die wichtigsten Schlussfolgerungen dieser Analyse in vier Kategorien eingeteilt:

- Ø Was sind die Hauptpunkte für erfolgreiche Verbreitungsstrategien (abgesehen davon welche Strategie gewählt wurde)?
- Ø Ist die optimale Strategie abhängig vom PV-Einführungsgrad auf dem Markt?
- Ø Welche Aktivitäten sind erforderlich angesichts der verschiedenen Zielgruppen?
- Ø Was sind die entscheidenden Schlussfolgerungen?

10.4.1 WELCHE SIND DIE RELEVANTEN KRITERIEN FÜR ERFOLGREICHE VERBREITUNGSSTRATEGIEN?

Es gibt wichtige Anforderungen für die Umsetzung von Strategien - abgesehen davon, welche Strategie gewählt wurde. Die wichtigsten sind:

- ⊘ Umfassende begleitende Informations- und Bildungsaktivitäten sind von großer Relevanz;
- ⊘ Reine Kosteneffektivität ist für private Kunden nicht entscheidend. Erschwinglichkeit ist eher, was zählt. ABER: Über die nächsten fünf bis zehn Jahre müssen die Kosten sinken (bis zumindest annähernd die Stromhaushaltspreisen erreicht werden)
- ⊘ Hohe Glaubwürdigkeit im Bereich Umwelt der Institution oder Firma, die eine auf Zahlungsbereitschaft basierende freiwillige Strategie startet, ist eine wichtige Vorbedingung;
- ⊘ Es muss gesichert sein, dass nach Programmende eine nachhaltige Entwicklung der PV-Industrie möglich ist und dass der Markt nicht zusammenbricht;
- ⊘ Berechenbarkeit und Kontinuität über die Zeit sind von großer Bedeutung. Das Vermeiden von „Stop and Go“- Strategien ist notwendig; Es muss klar sein, wie lange eine Strategie dauern wird, um ein Vertrauen zwischen Industrie und Kunden zu schaffen!
- ⊘ Minimierung von administrativen Kosten und Transaktionskosten;
- ⊘ Die Auslegung einer PV-Strategie muss auch die Ablehnung von Projekten ermöglichen, bei denen es unwahrscheinlich ist, dass es gute Beispiele werden, und muss Lieferanten anregen, die Funktionsfähigkeit und Technologieeffizienz zu verbessern;
- ⊘ Es ist sehr wichtig anzumerken, dass effiziente Verbreitungsprogramme die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten berücksichtigen. Optimale finanzielle Anreize würden nur die Differenz zwischen Systemkosten und Zahlungsbereitschaft anbieten. Die Anreize in den meisten bisherigen Programmen wurden nicht optimal gestaltet. PV-Kundenzahlungsbereitschaft ist größer als von den Organisatoren gedacht. Mit dem gleichen gesamten Förderungsbetrag, wäre es möglich gewesen, mehr PV-Anlagen zu fördern.



- ⚡ Bezüglich finanzieller Anreize, ist es von großer Bedeutung, dass sie mit der Zeit abnehmen über die Zeit zeigen und, dass sie dynamisch gestaltet wurden. D.h. finanzielle Anreize müssen über die Zeit bis zu einem Ausmaß reduziert werden, welches durch gesellschaftlichen Nutzen gerechtfertigt ist.
- ⚡ Während der Planungsphase sollten folgende Aktionsbereiche bedacht werden: PV-Kunde, PV-Markt, Technologie, Gesellschaft und Kommunikation zwischen den verschiedenen Akteuren.
- ⚡ Ein wichtiger Punkt in diesem Kontext ist auch die internationale Verbreitung und „international learning“. In manchen Ländern sind mehr Fortschritte gemacht worden als in anderen. Die Reife der Märkte ist in verschiedenen Regionen unterschiedlich.

10.4.2 HÄNGT DIE OPTIMALE STRATEGIE VOM STADIUM DER PV-MARKTDURCHDRINGUNG AB?

Abbildung 10.5 zeigt die Effizienz von verschiedenen Marketingstrategien abhängig vom Stadium der PV-Marktdurchdringung. Im frühesten Stadium der PV-Marktdurchdringung ist das wichtigste, einige praktische Beispiele voranzutreiben, um erste Erfahrung zu gewinnen. Zudem ist es wichtig in dieser Frühphase, Demonstrationsprojekte zu schaffen. Das wird am besten mittels Investitionszuschüssen (für kleine Systeme und Massen Anwendungen wie dezentrale PV-Systeme) oder öffentliche Ausschreibungsverfahren (für große Systeme und einzelne Anwendungen wie große PV-Anlagen) gemacht.

Nachdem PV eine bewiesene Reife und eine nachgewiesene „Performance“-Standard in einer speziellen Region erreicht hat – d.h. nachdem eine kritische „Performance“-Schwelle mal die Effizienz übertroffen wird – ist es sinnvoll Teile der finanziellen Anreize mit der System – „Performance“ (z.B. mit erzeugten kWh oder mit ins Netz eingespeisten kWh) zu verbinden. Das kann mittels Einspeisetarife oder „Kostendeckende Vergütung“ erreicht werden. Schließlich, wenn die Technologie ein Stadium erreicht hat, bei dem die Zahlungsbereitschaft der Kunden einen substantiellen Einfluss auf die Verbreitung haben kann, können freiwillige Strategien wie „Green Pricing“ ein Ergänzungsinstrument sein.

Es gibt zwei wichtige Argumente, warum ein Investitionszuschuss (oder andere geeignete finanzielle Investitionsanreize) - unabhängig vom Marktdurchdringungsstadium - wichtig ist:

- 1) Ein wichtig zusätzlicher Wert ist, dass dezentral erzeugter Strom so weit wie möglich am Ort des Entstehens verbraucht wird. Deswegen macht Sinn nur überschüssige Elektrizität ins Netz einzuspeisen. Die eigene verbrauchte Elektrizität muss mit einem Investitionszuschuss subventioniert werden
- 2) In Bezug auf Gebäudeintegration, ist es selbstverständlich am wichtigsten, dass das PV-System - zu der Zeit in der das Gebäude gebaut wird - in die Gebäudehülle integriert wird. Da Geld zu diesem Zeitpunkt üblicherweise knapp ist, ist ein geeigneter finanzieller Anreiz von großer Bedeutung.

Deshalb sollten effiziente Verbreitungsstrategien ihren Schwerpunkt sowohl auf finanzielle Anreize pro erzeugten kWh als auch auf Investitionszuschüsse pro installierte Leistung (KW) legen.

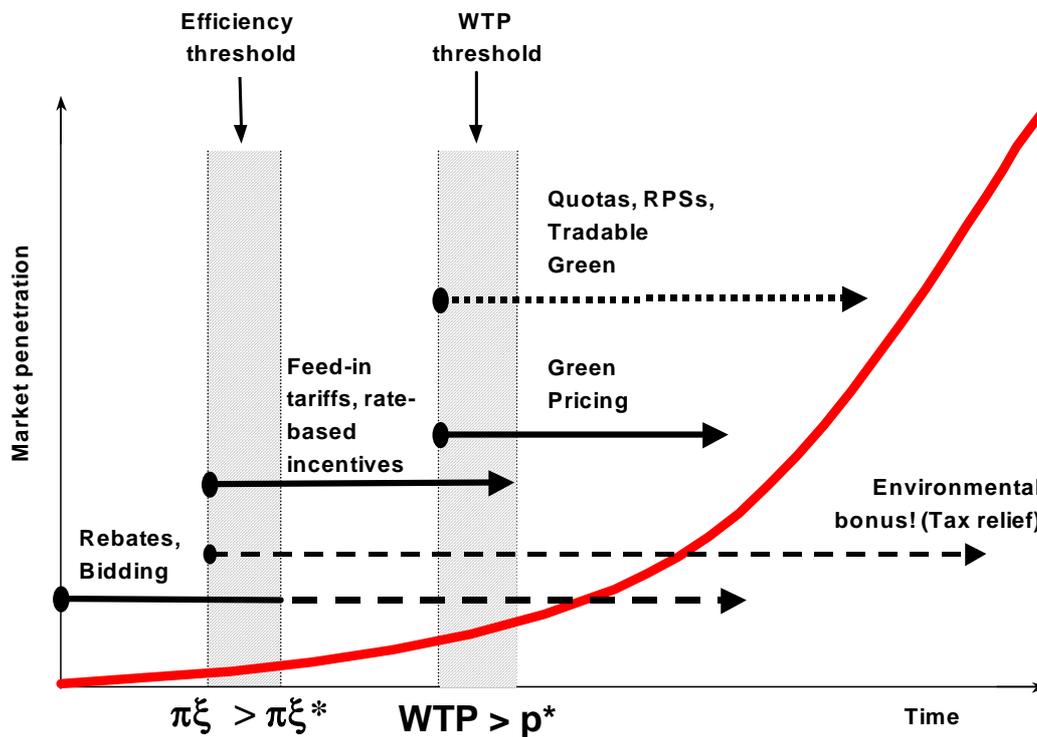


Abbildung 10.5: Effizienz verschiedener Verbreitungsstrategien in Abhängigkeit des Stadiums der PV-Marktdurchdringung. Welche Aktionen sind jetzt angesichts der verschiedenen Zielgruppen erforderlich?

Die erforderlichen Aktionen angesichts der verschiedenen Zielgruppen in den relevanten Aktionsfeldern sind:

1. Kunden

Es gibt verschiedene Gruppen von potenziellen PV-Kunden, die unterschiedlich angesprochen werden müssen:

- ⚡ Im Bezug auf private Haushalte ist das wichtigste, die Zahlungsbereitschaft zu erhöhen. Das kann erreicht werden durch:
 - 4# Indem der Umweltnutzen sichtbar gemacht wird;
 - 4# Persönliche Identifikation mit der Technologie
 - 4# Glaubwürdiges Labeling für „Green Power“
 - 4# Einfache Einkaufsbedingungen
 - 4# Einfache technische Installation
 - 4# Erschwingliche Systeme zu angemessenen Preisen
- ⚡ Für Architekten und Bauherren: Einführung von gezielten Bildungsprogrammen
- ⚡ Für kommerzielle Unternehmen: Anbieten von finanziellen Anreizen

2. Lösung technischer Probleme

Technische Barrieren existieren noch. Viele technische Themen sind nicht zufriedenstellend gelöst. Die wichtigsten Probleme sind:



- ⊘ Standardisierte Systemoptimierung und Performance sicherzustellen
- ⊘ Kompaktheit/Standardisierung und Simplizität bezüglich Systeminstallation erhöhen
- ⊘ Sicherheit erhöhen/standardisieren
- ⊘ Elektrizitätsversorgungsunternehmen – Schnittstelle vereinfachen/standardisieren
- ⊘ Simplizität

Es ist wichtig anzumerken, dass diese Probleme gelöst werden müssen (oder mindestens behandelt werden müssen), bevor irgendwelche Verbreitungsstrategien umgesetzt werden.

3. Verbesserung der Märkte

Es ist sehr wichtig, Programme durchzuführen und Zuschüsse bzw. bezahlte Prämien zu reduzieren sind sehr wichtig, um eine gute Infrastruktur im Bezug auf PV-Firmen und kompetitive Märkte zu erhalten. Im Prinzip müssen wir zwischen Ländern und Regionen unterscheiden, in welchen es bereits einen entwickelten Markt gibt und zwischen denen, die noch keinen haben. Zurzeit besteht in den meisten Ländern - ausgenommen möglicherweise Deutschland und Japan- kein kompetitiver und transparenter Markt. Wichtige Maßnahmen sind:

- ⊘ Nutzung von Internet um Transparenz und Konkurrenz zu erhöhen
- ⊘ Produkten setzen, die für die Integration in die Gebäudehülle geeignet sind.
- ⊘ Schaffung eines Infrastrukturnetzes
- ⊘ Eine mögliche Aktion könnte ein Benchmarking von Systemkosten sein (Internet)
- ⊘ Gebäudeintegrierte PV beginnt gerade in den Markt zu durchdringen. Deswegen müssen manche Aspekte noch weiter erforscht werden.
- ⊘ Schließlich muss Die PV-Industrie die Entwicklung der Technologie fortsetzen, indem sie die Effizienz verbessert, indem die Produktion zunimmt, und indem sie zuverlässige, einfach zu installierende und zufriedenstellende ästhetische Systeme liefert (Watt, 2001)
- ⊘ Für Anbieter von Green Power ist es sehr wichtig verlässliche Labels zu beschaffen, die klar zwischen existierenden und neuen Anlagen unterscheiden!

Die Vielfalt von PV-Anwendungen hat es für verschiedene Marktakteure schwierig gemacht, Marktpräsenz zu gewinnen und adäquates Produktsupport anzubieten (Watt, 2001). Bis die Entwicklung der Industriesektoren und der Marktteilnehmer eine gewisse Reife erreicht, ist es von überaus großer Bedeutung, Ressourcen zu vereinen und / oder Partnerschaften zwischen Industriegruppen, Regierungen, Elektrizitätsversorgern und Installations-, Betriebs- und Wartungsservicestellen zu formen.

4. Gesellschaft

Am wichtigsten ist, dass nationale und lokale Regierungen einerseits und die Öffentlichkeit andererseits überzeugt von den zusätzlichen Werten der PV sind, und die geeigneten Bedingungen für die Entwicklung von Erneuerbaren Energien im Allgemeinen schaffen.

Die Erfordernisse für nationale und lokale Regierungen sind im Detail:

- ⊘ Sie müssen überzeugt davon sein, dass PV-Technologien gesellschaftlichen Nutzen herbeiführen.
 - durch Milderung der Umweltbelastung
 - durch Steigerung der lokalen Beschäftigungsquote



- durch Verbesserung der Versorgungssicherheit
- ⚡ Ein Mittel, um dies zu erreichen, könnte die Etablierung von Informationszentren für umweltfreundliche Technologien sein.
- ⚡ Eine Reihe von Bildungsprogrammen, die auf die Bewusstseinsbildung und das Verständnis der Konsumenten, Planer, Gesetzgeber, Energieversorger und der Bauindustrie abzielen, ist erforderlich (Watt, 2001)
- ⚡ Förderung und Unterstützung von NGO-Marketing-Aktivitäten
- ⚡ Unter Einbeziehung von eingebetteten Energie- und Umweltwirkungen sollte Forschung und Erprobung bezüglich sicherer Materialien und bezüglich Recycling verstärkt werden.
- ⚡ Einführung von „Environmental Pricing“ –z.B. CO₂-Steuern
- ⚡ Im Zeitalter der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes ist eine wichtige Rolle der Gesetzgeber, die Bedingungen für verschiedene Akteure so auszulegen, dass die Transaktionskosten für Neueinsteiger minimiert werden, übermächtige Marktpositionen vermieden und Barrieren für den Neueinstieg minimiert werden.
- ⚡ Die Liberalisierung der Elektrizitätsversorgung sollte sicherstellen, dass es bald möglich ist, dass „grüne“ Elektrizitätsversorger umfassend in ganz Europa agieren. Darüber hinaus müssen Barrieren für potentielle „Grüne“ Elektrizitätsversorger durch die Regelung entfernt werden – z.B. keine Netzanschlussgebühren, keine Diskriminierung durch vorherrschende Versorger und fairer Netzzugang.
- ⚡ Für „Green Power Marketing“ (einschließlich Green-Pricing-Modelle) kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass weitere staatliche Unterstützungen nicht mehr erforderlich sein sollten. Das ist der Fall, weil der „Green Power“-Markt von der Zahlungsbereitschaft der privaten Konsumenten abhängt. Der Markt wird die Nachfrage bestimmen. Trotzdem müssen Barrieren für potentielle Nutzer „grünen“ Stromes konsequent beseitigt werden – z.B. keine Gebühren für den Wechsel des Versorgers, keine zusätzlichen Messgebühren.
- ⚡ Nichtsdestotrotz ist ein international obligatorisches Energie-Gütezeichen („Power Content Label“) von hoher Priorität, um alle Energiequellen unterscheiden zu können. Es ist prinzipiell nicht notwendig, die verschiedenen individuellen „Green Labels“ zu harmonisieren. Sie könnten neben dem „Power Content Label“ bestehen bleiben. Natürlich würde eine Reduktion der Zahl an verschiedenen Gütezeichen den freiwilligen Kauf von „grünem“ Strom für die Konsumenten wesentlich attraktiver machen (Green, 2001).
- ⚡ Wenn diese Bedingungen erfüllt sind könnte sich in einigen Jahren ein wirklicher Markt für „grünen“ Strom entwickeln, in dem das Übertragungsnetz sowohl dem Vermarkten von „grüner“ Energie als auch den unabhängigen PV-Energieerzeugern als Werkzeug dient, um PV-Strom zu den „grünen“ Konsumenten zu bringen.

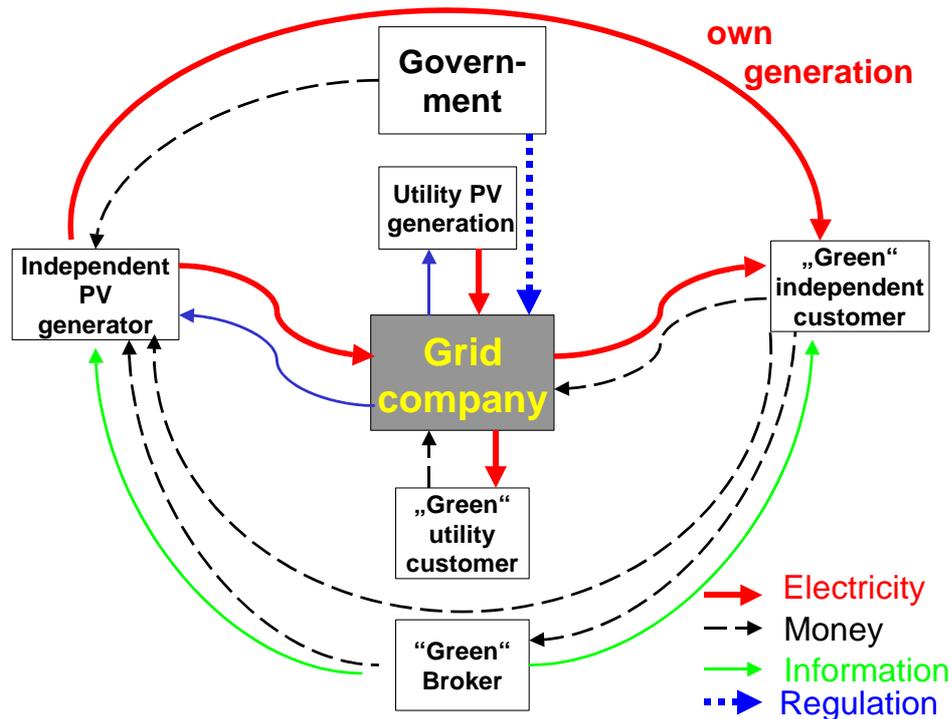


Abbildung 10.6: Interaktionen zwischen verschiedenen Akteuren in möglichen „grünen“ Elektrizitätsmärkten.

10.4.3 PERSPEKTIVEN

Schlussendlich soll analysiert werden, wie verschiedene mögliche Entwicklungen aussehen können.

Es ist von prinzipieller Relevanz, die dynamische Entwicklung von zwei wichtigen Parametern zu berücksichtigen:

- Ø Kosten für die Konsumenten (monetäre Kosten und „versteckte Kosten“ - Transaktionskosten)
- Ø Zahlungsbereitschaft privater oder kommerzieller Investoren

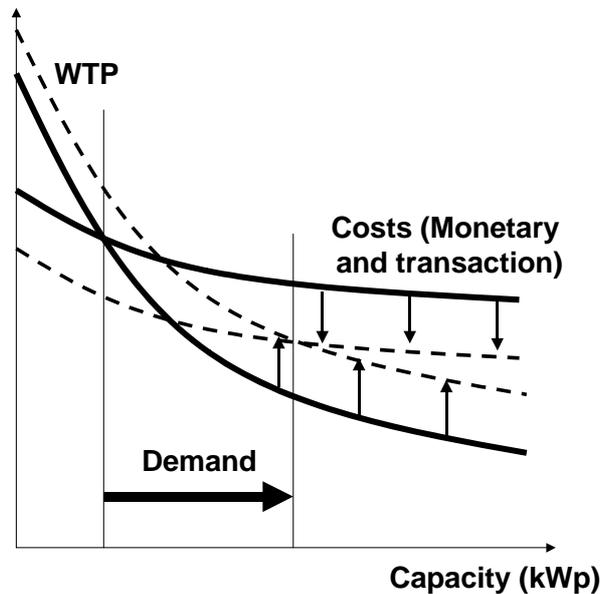


Abbildung 10.7: Beeinflussung der Nachfrage nach PV durch die Verbesserungen der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten und durch Verringerung der Kosten.

Wesentlich ist, dass die Maßnahmen einerseits dazu beitragen, die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten zu vergrößern und andererseits die (monetären und Transaktions-) Kosten für die Konsumenten zu reduzieren. Abbildung 10.7 zeigt diese Effekte in einem Angebot/Nachfrage-Diagramm.

Zusammenfassend gibt es auch Schlüsselfaktoren für erfolgreiche Verbreitungsstrategien für kleine netzgekoppelte PV-Systeme (siehe Abbildung 10.8);

- 1) Bereitstellung eines Minimums an finanziellen Anreizen, das die volle Ausschöpfung der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten erlaubt.
- 2) Verbesserung des Marktes: Es muss dafür gesorgt werden, dass sowohl die Konkurrenz und Transparenz des PV-System-Marktes als auch die Konkurrenz und Transparenz des allgemeinen Strommarktes (z.B. durch ein „Power Content Label“) verbessert werden. Darüberhinaus muss für die zeitliche Kontinuität der Strategie und ein nachhaltiges Wachstum der Industrie gesorgt werden.
- 3) Es muss nach garantierten technischen Betriebseigenschaften gestrebt werden: Steigerung der Standardisierung und der Effizienz!
- 4) Es muss versucht werden, das Programm zu einem gesellschaftlichen Event zu machen und sowohl die Öffentlichkeit als auch die Massenmedien anzusprechen
- 5) Es muss danach gestrebt werden, die geeigneten regulativen Bedingungen aus Sicht der Gesellschaft zu schaffen. Beseitigung der Barrieren für den Zugang zum Netz und Einführung von „Environmental Pricing“
- 6) Minimierung der Kosten für die Öffentlichkeit! Niedrige Administrations- und Transaktionskosten müssen angestrebt werden und die finanzielle Unterstützung für eine bestimmte Menge an PV-Leistung muss minimiert werden.
- 7) Bereitstellung umfassender, detaillierter und gezielter Information für potentielle Programmteilnehmer.
- 8) Net Metering! Wer sind potentielle Konsumenten und was sind ihre Bedürfnisse?

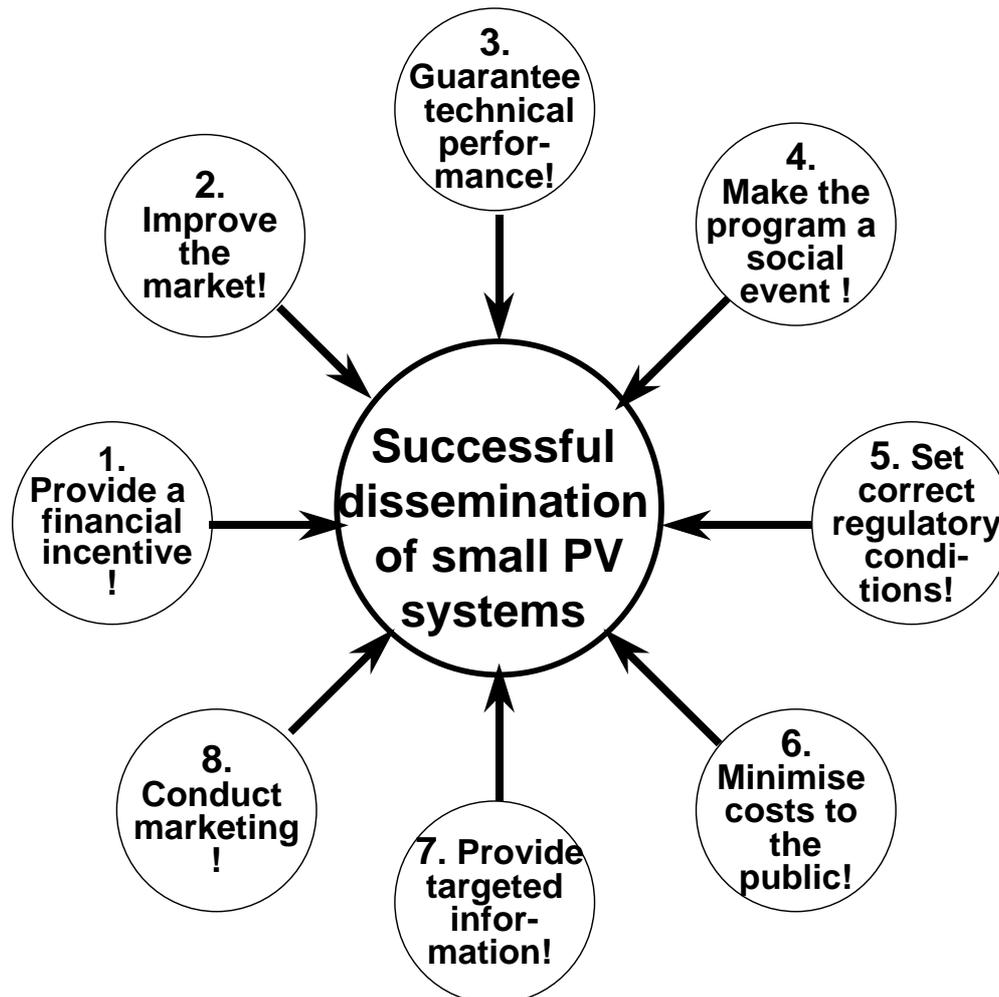


Abbildung 10.8: Schlussfolgerungen für erfolgreiche Verbreitungsstrategien von kleinen netzgekoppelten PV-Systemen

Wie in diesem Bericht gezeigt werden konnte, gibt es eine überaus große Vielzahl an Strategien, Programmen und Verbreitungsideen. Wenn man die wertvollsten Lektionen und Erfahrungen aus diesen weitgestreuten Aktivitäten zusammenfasst und extrahiert, wird die Grundlage für eine kontinuierlich steigende weitere Verbreitung von BIPV-Systemen bereitet. Es ist aber immer noch von zentraler Bedeutung, dass sich der Markt mit gut funktionierenden, erschwinglichen Systemen in einer Weise, die neue Konsumenten erreicht, entwickelt.

Schlussendlich ist es für den Erfolg von höchster Bedeutung, dass die Strategien in einer Weise ausgelegt werden, die es ermöglicht, dass Regierungen, die PV-Industrie, NGOs und potentielle Investoren kooperieren. Wenn diese Kooperation auf konstruktive Weise mit „goodwill“ aller Beteiligten stattfindet, kann in einigen Jahren die Vision einer Elektrizitätsversorgung erreicht werden, bei der die zusätzlichen Werte aller Erneuerbaren Energien zum Wohle der Gesellschaft genutzt werden.



11. VERBREITUNG DER ERGEBNISSE VON TASK 7

Um die Erkenntnisse einer möglichst breiten Öffentlichkeit näher zu bringen, wurden in einer speziellen Subtask 4 in Task 7 verschiedene Wege gewählt. Die wichtigsten dieser Aktivitäten sind:

- ø · Buch: „Designing with Solar Power“
- ø · Wettbewerb
- ø · Schulung, Weiterbildung
- ø · Internationale Konferenzen
- ø · Informationsverbreitung

11.1. BUCH: PV UND ARCHITEKTUR

Das Buch “Designing with solar power “ ist das Ergebnis einer internationalen wissenschaftlichen Kooperation und Entwicklungsarbeit, die im Rahmen von Task 7 durchgeführt wurde. In diesem internationalen Rahmen wurde weltweit interdisziplinäres Expertenwissen über gebäudeintegrierte PV gesammelt, um den Stand der Technik sowohl bei der Technologie als auch bei Design-Fragen zu heben. Die Ziele reflektieren den generellen Auftrag der IEA-Zusammenarbeit, die darauf abzielt, eine profunde Analyse zu erstellen und „best practice“-Empfehlungen bei neuen Energietechnologien zu geben.

Während der auf das erste Treffen 1994 folgenden Jahre arbeiteten Solarexperten gemeinsam mit Architekten, Wissenschaftlern und Repräsentanten von Energieversorgern zum Thema Gebäudeintegration zusammen. Unter vielen Projekten verfolgten die Teilnehmer die Entwicklung einer Anzahl von Solarprojekten besonders genau. Erfahrungen von diesen Projekten wurden nun in diesem Buch gesammelt, um Fallbeispiele mit Fokus auf architektonischen und gebäuderelevanten Aspekten zu präsentieren, um Beispiele und Inspiration für die Planer zukünftiger Gebäude zu liefern, um den Enthusiasmus zu reflektieren, den heutige PV-Experten in ihre Planungsarbeit legen, und um das vielfältige Potential solarer Technologie für zukünftige Gebäude zu dokumentieren.



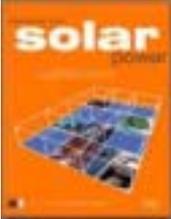
DESIGNING WITH SOLAR POWER		
		
Contents:		Authors
Foreword		David Lloyd Jones, Steven Strong, Tjerk Reijnga
Preface		Stefan Novak ExCo Tony Schoen, OA
Chapter 1	Building design and environmental concepts:	Steven Strong , David Lloyd-Jones
Chapter 2	Technologies and integration concepts:]	Tjerk Reijnga, Daniel Ruoss
Chapter 3	Case Studies - by country	- by country
Chapter 4	Non building structures:	Mats Andersson, Carl Michael
Chapter 5	BiPV potential and design tools:	Marcel Gutschner, Peter Lund
Chapter 6	Electrical concepts, reliability and standards:	Per Drewes, Hermann Laukamp, Donna Munro
Chapter 7	Non-technical barriers and markets:	Reinhard Haas
Appendices	(CD-ROM) Recommended Reading & Useful websites	Henk et.al. All

Abbildung 11.1: Inhaltsverzeichnis des Buches „Designing with Solar Power“



11.2. WETTBEWERB

Um für die architektonische Integration eine breitere Aufmerksamkeit zu schaffen wurde im ersten Halbjahr 2000 ein Architektenwettbewerb durchgeführt. Der Wettbewerb wurde vom englischen Architekturbüro Halcrow Gilbert weltweit ausgeschrieben. Eine internationale Jury, in der Österreich durch Karin Stieldorf vertreten war, hat die Beiträge bewertet.

. Es wurden die folgenden Kategorien definiert:

- Dach-Elemente
- Fassaden-Produkte
- Weitere Gebäude-Produkte - z.B.: Beschattungselemente, Gebäudeeingänge, etc.
- „Non Building“-Produkte
- PV-Produkte, die kürzlich neu am Markt erschienen sind.

Das am Wettbewerb teilnehmende Design konnte 2 oder mehr Kategorien kombinieren, wenn es angebracht war. Die Abbildung 11.2 zeigt das Projekt des Wettbewerbsgewinners: “PV panels as a ventilated rainscreen system over a light weight stressed-skin timber construction”.

Weitere Informationen über den Wettbewerb sind unter folgendem Kontakt zu erhalten:
Angela McKenna at Halcrow Gilbert, Burderop Park, Swindon, Wiltshire, SN4 0QD, UK.
Tel: +44 1793 816 498, Fax: +44 1793 815 020, E-mail: mckennaam@halcrow.com oder unter der Task 7-Web-Site <http://www.task7.org>.

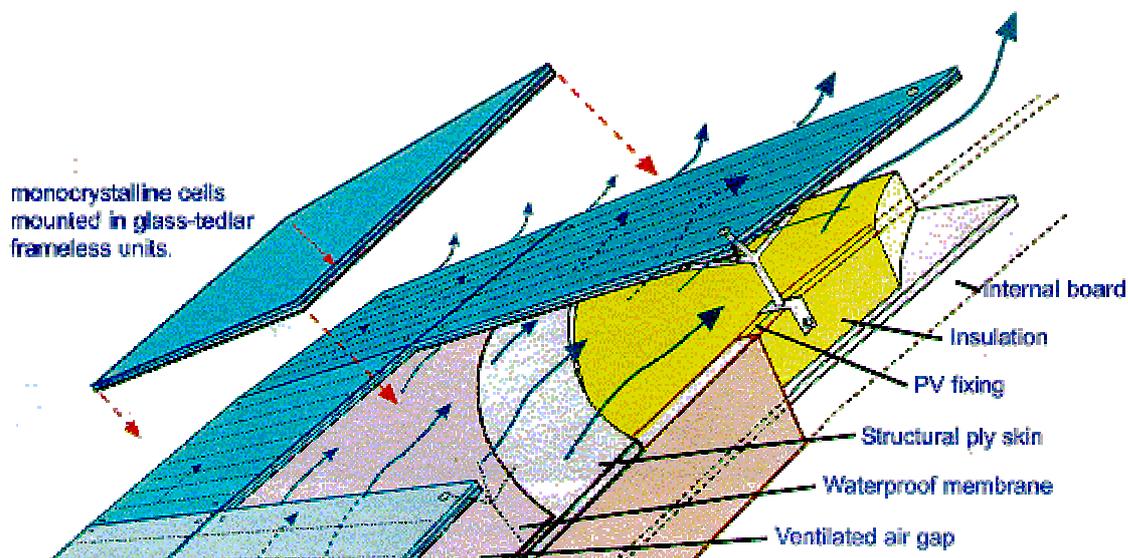


Abbildung 11.2 Robert Webb, Robert Webb Associates, UK. Erster Preis vom Task 7- Wettbewerb. Joints between units are left open or silicone sealed depending on angle and exposure of roof. (Quelle IEA, PVPS Homepage)

11.3. SCHULUNG, WEITERBILDUNG

Es gibt einen großen Bedarf an hochqualitativem Schulungs- und Bildungsmaterial und an Bildungsprogrammen für Architekten und PV-System-Planer. Task 7 hat ein Paket an Schulungsmaterial gemeinsam mit einer Leitstruktur für Schulungskurse auf dem Gebiet der



gebäudeintegrierten PV entwickelt. Die weiterlaufende Erweiterung und Edition des Schulungspakets kann unter

www.level1.nl/ECN

abgerufen werden. Schließlich wird eine CD (zu Produktionskosten) dem Schulungsbuch „Designing with Solar Power“ (siehe 11.1) beigelegt.

Die Zielgruppe für diese Schulungsmaterialien sind Architekturstudenten und bereits in der Praxis stehende Architekten, die in Projekte mit gebäudeintegrierter PV involviert sind und sich grundlegendes Wissen über PV aneignen wollen. Aus diesem Grund kann das Schulungsmaterial sowohl für eine einführende Präsentation als auch für spezialisierte Weiterbildung und Schulungskurse verwendet werden.

Das Bildungsmaterial ist in drei Teilen strukturiert (Grundlagen, Auslegungsparameter und Gebäudeintegration). In Abbildung 11.3 ist das Inhaltsverzeichnis des Teiles „Gebäudeintegration“ angeführt. Es sind jeweils allgemeine Informationen wie empfohlene Literatur und Instruktionen für Vortragende verfügbar.

Für jedes Topic gibt es eine kurze Beschreibung, illustratives Material und zuletzt weiterführende Literaturempfehlungen. Der beispielhafte Auszug aus der Beschreibung verschiedener Methoden der Gebäudeintegration ist in Abbildung 11.4 ersichtlich.

Das Kursprogramm soll an der Donau –Universität Krems, an der EPFL Lausanne und an der TU Delft getestet werden.

Kontakt für weitere Informationen bezüglich des Schulungsprogramms: Karin Stieldorf (Siehe Teilnehmerliste im Anhang)

BUILDING INTEGRATION	Integration Opportunities	Typology of Integration	Combination of Systems		
		01 Integration options	02 PV-thermal	03 Natural lighting	04 Shading function
			05 Passive solar design		
	System Types	Flat Roofs	Roofed Roofs	Facades	Shading Devices
		04 Mounting options	07 Mounting options	08 Mounting options	13 Mounting options
	Architectural Issues	11 Criteria for good integration			
		12 Aesthetics			
		13 Urban planning			
	Cost & Financing	14 System & marginal costs			
		15 Reduction of costs			
	16 Financing options				
	17 Tariffs & buy-back				
	18 Market development				
Making the Case	19 Building codes				
	20 Utility guidelines				
	21 Government & international programmes				
	22 Industry programmes				
	23 Environmental issues				
	24 LCA, Recycling, retraining				
	25 Social issues				
Motivation	26 Climate change, Kyoto & COP				
Policy					
Scenario's					
Frequently Asked Questions	27 FAQ & rules of thumb				
			Show all	Pictures	
			Fold in	Back	

Abbildung 11.3: Inhaltsverzeichnis des Teiles „Gebäudeintegration“ (Quelle: <http://www.level1.nl/ECN>)

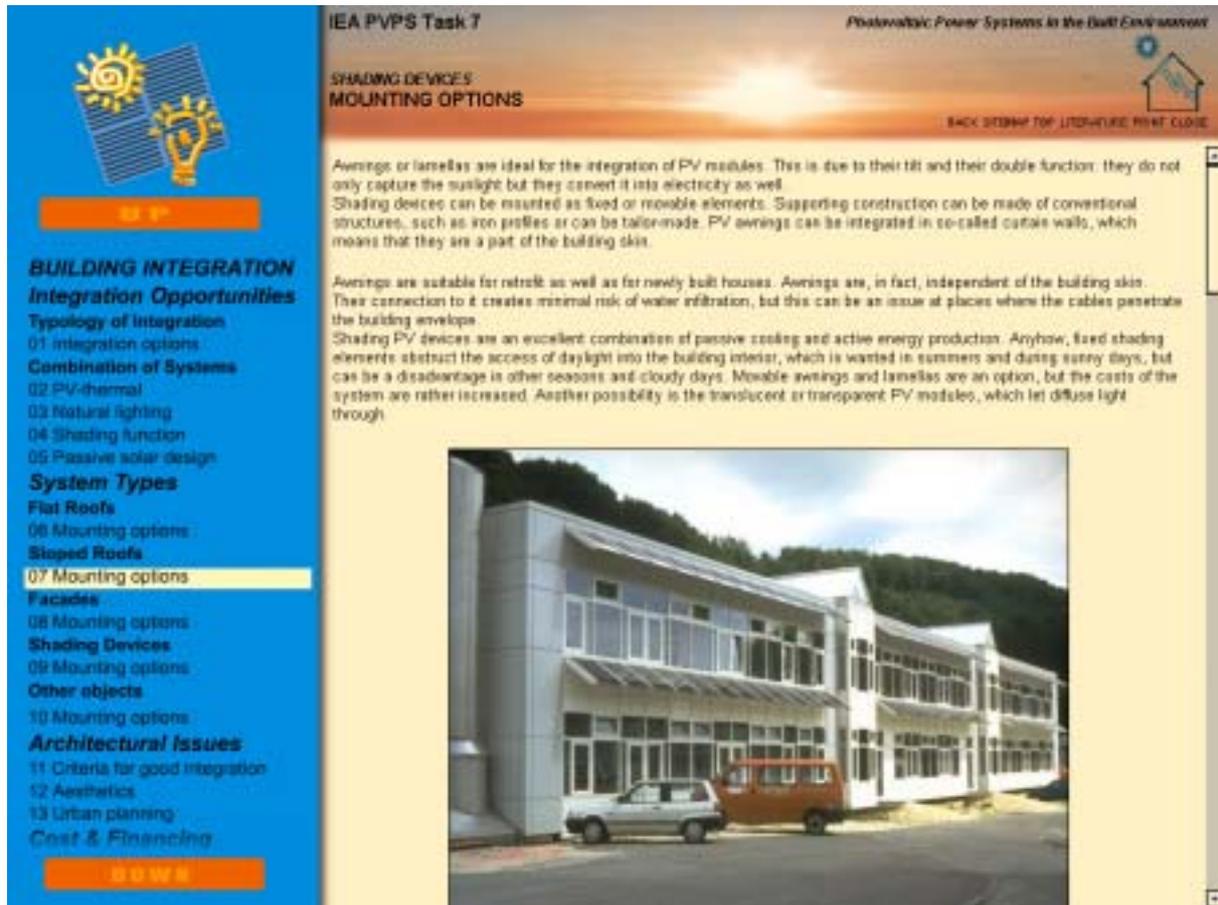


Abbildung 11.4: Beispielhafte Auszug aus der Beschreibung verschiedener Methoden der Gebäudeintegration

11.4. INTERNATIONALE KONFERENZEN

Im Rahmen des IEA Task 7 wurde hauptsächlich die „2nd World Solar Electric Building Conference“ im Zusammenhang mit einem Experten-Meeting abgehalten. Mit insgesamt ca. 500 Teilnehmern war die Konferenz ein großer Erfolg.

Andere von der Task 7 organisierten Konferenzen und Workshops sind:

- ≠ Photovoltaic Building Integration Concepts. Review of Products Workshop. Lausanne 11.-12. February 1999
- ≠ Building with PV - New Product Opportunities. Workshop. Amsterdam RAI. 9. Mai 2001

Ein „3rd World Solar Electric Buildings Conference“ ist geplant. Weitere Informationen gibt es unter www.task7.org

11.5. INFORMATIONSVERBREITUNG

Die im Rahmen von Task 7 durchgeführte Arbeit ist der allgemeinen Öffentlichkeit über die Webseite

www.task7.org

zugänglich.



11. Verbreitung der Ergebnisse von Task 7

Die Webseite besteht aus einem öffentlichen und einem internen Teil. In letzterem finden sich vor allem interne Working-Documents.

In der Abbildung 11.5 ist die Task 7 Homepage dargestellt



Abbildung 11.5: Homepage: www.task7.org



SCHLUSSFOLGERUNGEN

Im Zeitraum der Aktivitäten von Task 7 (1997-2001) haben sich die Randbedingungen für die Integration von PV-Anlagen in die gebaute Umwelt fundamental verbessert. Task 7 hat dazu einen entscheidenden Beitrag geleistet. Die Anzahl neuer Projekte ist kontinuierlich im Steigen begriffen und die Gruppe der PV-Anlagenbesitzer hat sich von den "innovators" zu den "early adopters" weiter entwickelt. Ein neuer Markt mit vielseitigen neuen Möglichkeiten ist im Entstehen.

In bezug auf die Hauptschwerpunkte von Task 7 wurden in diesem Zeitraum die folgenden Fortschritte erzielt:

- *Aspekte der architektonischen Gebäudeintegration:*

Gebäudeintegrierte PV-Anlagen gehen von einem ganzheitlichen Zugang aus: PV ist ein integraler Bestandteil des gesamten Gebäudekonzeptes. Es ist festzustellen, dass es in Task7 gelungen ist, gemeinsam mit der PV-Industrie vielfältige neue Ansätze der Gebäudeintegration zu entwickeln, die auch von Architekt/inn/en akzeptiert und als praktikabel eingestuft werden.

- *Aspekte der Technischen Systemauslegung:*

Durch die intensive Diskussion zwischen Architekt/inn/en und PV-Systemtechniker/inn/en kam es zu einer sprachlichen Annäherung und zu einem besseren Verständnis der gegenseitigen Standpunkte. Dies ist als eine der wichtigsten Voraussetzungen für die weitere konstruktive Zusammenarbeit in bezug auf die zukünftige Gebäudeintegration von Photovoltaikanlagen zu sehen. Wie Erfahrungen zeigen, kann durch rechtzeitige und umfangreiche Zusammenarbeit aller Projektbeteiligten ein Großteil technischer Probleme vermieden werden.

In Task 7 konnte gezeigt werden, dass sich der PV-Markt in eine Richtung entwickelt, die Architekten und Gebäudeplanern in eine absehbare Zeit eine vielfältige Produktpalette stellen wird. Was die PV-Industrie noch nicht erreicht hat, ist, die Produkte zu Preisen abgeben zu können, die eine uneingeschränkte Entwicklung des Marktes ermöglichen. Viele Projekte hätten ohne Subventionen nicht verwirklicht werden können. Diese Tatsache führt zur dritten Hauptzielrichtung:

- *Marketingstrategien und Wirtschaftlichkeit:*

Es ist von Interesse, dass die Systempreise zwischen 1990 und 1996 deutlich gesunken sind, seit 1996 (mit Ausnahme von Japan) aber keine bedeutende Preisreduktion mehr zu beobachten war. Darüber hinaus ist die Tatsache festzustellen, dass die bisherigen bedeutenden Systempreisreduktionen vor allem im Bereich der „Nicht-Modul-Komponenten“ erreicht wurden. Für weitere substantielle Preisreduktionen muss die Produktion der PV-Module die nächste Entwicklungsebene erreichen.



Insgesamt ist festzustellen, dass gezielte Förderprogramme in unterschiedlicher Ausprägung in den letzten Jahren weltweit zu beträchtlichen Zuwächsen an Photovoltaikanlagen geführt haben.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen in bezug auf die Erfolgsbilanz der unterschiedlichen Programme sind:

- š Von zentraler Bedeutung für effiziente Strategien zur Markteinführung der PV ist die zeitliche Plan- und Vorausschaubarkeit. „Stop and Go“-Strategien und leere Versprechungen sind unbedingt zu vermeiden.
- š Werden in einem Programm finanzielle Anreize offeriert so ist darauf zu achten, dass diese über die Zeit abnehmen;
- š In bezug auf das Erzielen einer Breitenwirkung – Erreichen einer bestimmten installierten Anlagenkapazität in einem definierten Zeitraum – sind Zuschussprogramme grundsätzlich zielführend. Allerdings gewährleisten sie nur unter der Voraussetzung, dass sich zumindest eine Förderkomponente auf die tatsächlich produzierte Strommenge konzentriert.

- *Verfügbarkeit von Information, Markttransparenz*

Mit den folgenden Aktionen hat Task 7 zur Verbreitung von Information und zur Markttransparenz beigetragen – teilweise sind die Aktionen schon abgeschlossen, teilweise werden sie weiter verfolgt:

- š Demonstrationsgebäude für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen in insgesamt 10 Ländern: Ein Monitoring-Programm wird das Betriebsverhalten der PV-Systeme weiterhin evaluieren.
- š Erarbeitung und Herausgabe des internationalen Handbuchs „Designing with Solar Power“
- š Errichten der Demosite in Lausanne: internationales Ausstellungszentrum für PV-Gebäudeelemente
- š Internetdatenbank für weltweit bestehende Projekte : www.pvdatabase.com . Die Datenbank wird laufend mit neuen Projekten und Produkten aktualisiert.
- š Schulungsmaterial für Architekten und PV-Planer

Abschließend sei festgestellt, dass derzeit die Ausgangsbasis für eine weitere Verbreitung von PV-Anlagen in die gebaute Umwelt international durchaus als vielversprechend eingeschätzt werden kann. Allerdings hängt die weitere Entwicklung von einer Vielzahl von Faktoren, die unterschiedliche Zielgruppen betreffen, ab. Nur wenn es gelingt, Strategien zu implementieren, die in optimaler Wechselwirkung finanzielle Anreize der öffentlichen Hand, Aktivitäten von NGOs, geeignete Randbedingungen bezüglich Netzeinspeisung, Transparenz und Wettbewerb im Markt sowie die Bereitstellung von effizienten Informationen für Gebäudeplaner und Architekten kombinieren, wird es gelingen, das aus gesamter Sicht optimale Niveau an in die gebaute Umwelt integrierten PV-Anlagen zu realisieren.



LITERATUR

- Anderson Mats, Romero Miguel Angel: Photovoltaic in Non Building Structures -A design Guide (2001)
- Council of the European Union: Proposal for a Directive of the European Parliament and the council "On the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market", Brussels, 2001.
- DOE: " The borrower's guide to Financing Solar Systems", Washington D.C. (1998))
- Drewes Per: Case studies –Electrical Design Issues. Task 7 Report (2001)
- ECOFYS: "Financing PV in the Netherlands"; mimeo, 2000.
- Eiffert Patrina, Garth Leonard, Arlene Thompson: "Guidelines for the Economic Analysis of Building Integrated Photovoltaic Systems " NREL (2001).
- European Commission: Energy for the future: renewable sources of energy, White paper for a community strategy and action plan, COM (97) 599, Brussels 1997.
- Farhar, Barbara C. and Ashley H. Houston: " Willingness to Pay for Electricity from Renewable energy" Proc. 1996 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, ACEEE 1996.
- Farhar, Barbara C., Roper, M.: "Understanding Residential Grid-tied PV Customers and Their Willingness to Pay Today's Costs: A Qualitative" Proc. 1998 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, ACEEE 1998.
- Frauenfelder Sven: "Erfolgsrezepte für das Solarstrom-Marketing", Bulletin SEV/VSE 10/2000.
- Genennig B. and V.U. Hoffmann, "Sozialwissenschaftliche Begleituntersuchung zum Bund-Länder-1000-Dächer – Photovoltaik – Programm", Umweltinstitut Leipzig, 1996.
- Green John, J. Plastow (2001): "Options of labeling Green Electricity in Europe" – Report of the project ELGREEN co-financed under the 5th framework programme of the European Commission, IT Power, United Kingdom.
- Gregory A., A. S. Bahaj and R. S. Stainton: Stimulating Market Success for Solar Energy: A Global Perspective, The Yearbook of Renewable Energies, 222-227, 1994.
- Groenendal B.J., T.J. de Lange, P. Lako, J.A.M. van Roosmalen, C.J.J. Tool, M.J. de Wild-Scholten: "Critical Succes Factors for the Large-Scale Introduction of grid-connected PV Systems", ECN- Report 00-086, Petten 2000.
- Gutschner Marcel, Nowak Stefan: Potential for Building Integrated Photovoltaics. IEA Report, 2002
- Haas Reinhard, Michael Ornetzeder, Kristina Hametner, Angela Wroblewski, Michael Hübner: "Socio-Economic Aspects of the Austrian 200 KWp- Photovoltaic rooftop programme", Solar Energy, 66 (3), 183-191, 1999.
- Haas Reinhard: "The Value of Photovoltaic Electricity for Society", *Solar Energy*, **54**(1), pp. 25-31, 1995.
- Haas Reinhard: "Residential Photovoltaics Applications: The Relevance of Non-Technical Issues", *The International Journal of Solar Energy*, **20**(1), pp. 37-55, 1998.
- Haas Reinhard: "Successful dissemination programs for residential PV applications – an international survey", Proceedings, 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 30 September – 03 October 1997, Anaheim, USA, 1997.



- Haas Reinhard: Marketing deployment strategies for PV Systems in the built environment. An evaluation of Incentives, Support, Programmes and Marketing Activities. Report IEA-PVPS T7-06:2002, 2002.
- Haberland Uwe/Peter Stuhlweissenburg: "Das 200 Dächer-Programm der HEW", Proc. 16. Symposium Photovoltaische Sonnenenergie Staffelstein 2000.
- Hirshman William P.: "Australia's PV rebate program proves too successful", PHOTON International 2/2001.
- Hoffmann Volker U.: Sozialwissenschaftliche Begleitforschung zum 1000-Dächer-PV-Programm, *Elektrizitätswirtschaft* (1995).
- Huber Claus (editor): "Action plan for a green European electricity market", – Report of the project ELGREEN co-financed under the 5th framework programme of the European Commission, Energy Economics Group, Vienna University of Technology, 2001.
- Hullman Heinz: Photovoltaik in Gebäuden" Fraunhofer IRB Verlag, 1999
- Ikki Osamu, Takashi Ohigashi: "Progress and Future Outlook of PV market in Japan", *Proc. 17th European PV Conf., Munich, Germany, (forthcoming)* 2001.
- Ikki Osamu: "PV Activities in Japan" various issues, (1998, 1999, 2000, 2001)
- ISE: "1000-Dächer-Meß- und Auswerteprogramm", Fraunhofergesellschaft, ISE Freiburg/Leipzig 1994-2000.
- Kiefer Klaus, Hoffmann Volker U., Erge Thomas: "Gesicherte Erträge von netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen" Proc. 16. Symposium Photovoltaische Sonnenenergie Staffelstein 2000.
- Laukamp Hermann: "Realibility study of grid connected PV Systems". Task 7 Report (2002)
- Maycock Paul D.: "The world PV market 2000: shifting from subsidy to "fully economic"?", *Renewable Energy World*, **3** (4) 59 – 74 July – August 2000.
- Maycock Paul D.: "The PV boom: Where Germany and Japan lead will California follow?" *Renewable Energy World*, **4** (4) 145 – 163 July – August 2001.
- Nordmann, Thomas"Successful Solar Marketing and Financing in Europe: How to get from here to there in Photovoltaics? " *Proc. EUROSUN '96 Freiburg*, 1996.
- NOVEM: "Heading into the Solar Age Together", Amsterdam (1997).
- NREL: <http://www.eren.doe.gov/greenpower/netmetering.html> (1998)
- NREL: http://www.eren.doe.gov/greenpower/market_brief_2/policies.html (1998)
- Osborn D.E., "Commercialization of utility PV distributed power systems", *Proc. Solar 97*, ASES, Washington 1997.
- Osborn D.E., "SMUD PV programmes", *Renewable Energy World*, **3** (5), September – October 2000.
- Painuly J.P.: "Barriers to renewable energy penetration: a framework for analysis"; *Renewable Energy*, **24** (2001) 73-89.
- Petrovic Lisa: "The greener option", PEI, December (2000).
- Photon, der Solarstrommagazin. Verschiedene Ausgaben (2001-2002)
- Reijenga Tjerk H "Building Integration of PV in Architecture" (2002)
- Rakwichian Wattanapong, Wade Herbert, O'Donoghue John: "Photovoltaic application in the 8th National, Social and Economic Development plan of Thailand (1197-2001)", *Proc. 2nd World Photovoltaic Solar Energy Conference, Vienna, Austria, 1998.*



- Rezzonico Sandro, Stefan Nowak: "Buy-back rates for grid-connected Photovoltaic power systems", Report IEA PVPS TASK 2, St. Ursen 1997.
- RMI: Photovoltaics – Clean Energy now and for the future, RMI Newsletter, 7(1), 5-7, 1991.
- Rogers E.M.: "Diffusion of Innovations", New York/London, 1993.
- Ruoss Daniel: "A Green Pricing model in Switzerland – The 'Solarstrom stock exchange' from the Electric Utility of the City of Zurich ", Proc. of the 2nd World Solar Electric Conference, Sydney, 8 – 10 March 2000.
- Scheer Udo: "Photovoltaikförderprogramm 'Münchner Solarstrom' der Stadtwerke München", Proc. 16. Symposium Photovoltaische Sonnenenergie Staffelstein 2000.
- Schoen T.J.N.: "BIPV Overview & Getting IV into the market place in The Netherlands", Proc. of the 2nd World Solar Electric Conference, Sydney, 8 – 10 March 2000.
- Skorka I., C. Kotzerke, M. Bohlen, V.U. Hoffmann, and K. Kiefer: "SONNEonline – The Photovoltaic School Programme", Proc. of the 2nd World Conference Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 6 – 10 July 1998.
- Sonnenenergie&Waermetechnik, various issues 1997 and 1998, 1999, 2000, 2001.
- Stark Thomas: Architektonische Planung mit Photovoltaik 2002,
http://www.agsn.de/agsn_texte/energie/photovoltaik/photovoltaik2_konstruktion.htm
- Swezey Blair and Lori Bird: "Green Power Marketing in the U.S.: A status report", NREL, Golden 2001.
- van Mierlo Barbara /Oudshoff Bianca: "Literature survey and analysis of non-technical problems for the introduction of building integrated photovoltaic systems", IEA PVPS TASK 7 Report 7-01:1999, Amsterdam 1999.
- Watt Muriel and Hugh Outhred: "Policy options fro enhancing electricity industry sustainability in Australia", UNSW, Sydney 1999.
- Watt Muriel: "Added Values of PV Power systems" Report IEA-PVPS T1-09:2001.
- Weller Thyge: "Analyse der PV-Strom-Angebote", Proc. 16. Symposium Photovoltaische Sonnenenergie Staffelstein 2000.
- Wenger Howard: " Presentation to Technology and Partnership training, Million Solar Roofs Initiative", NREL 1998.
- Wilk Heinrich, " 200 kW Photovoltaic Rooftop Program in Austria", Proc. 12th European PV Conf., Amsterdam, Netherlands, 1994.
- Wilk Heinrich "Solarstrom –Handbuch zur Planung und Ausführung von Photovoltaikanlagen" (1994)
- Williamson Andrew, "Trends from SEDA's building-integrated PV rebate program in NSW", Proc. of the 2nd World Solar Electric Conference, Sydney, 8 – 10 March 2000. 2000
- Wouters Frank: Solare Energiepolitik in den Niederlanden: Strategie, Erfahrungen, Beispiele, Proc. PV Staffelstein, 2001.



ANHANG

A. TASK 7 TEILNEHMER

B. PV-DATABASE PROJECTS



ANHANG A. TASK 7 TEILNEHMER

Christian Roecker	EPFL-LESO-PB Batiment LESO CH-1015 LAUSANNE Switzerland	T: +41 21 693 4341 F: +41 21 693 2722 E-mail: christian.roecker@epfl.ch Website: www.epfl.ch www.demosite.ch
Cinzia Abbate	Officine di Architettura di Cinzia Abbate Piazza S. Anastasia, 3 I-00186 ROMA Italy	T: +39 06 679 64 98 F: +39 06 697 83038 E-mail: cinzia.abbate@flashnet.it
Daniel Ruoss	ENECOLO Lindhofstr. 52 CH-8617 MÖNCHALTORF Switzerland	T: +41 1 994 9001 F: 41 1 994 90 05 E-mail: info@enecolo.ch Website: www.solarstrom.ch
Deo Prasad	Solarch Group National Solar Architecture Research Unit Faculty of Built Environment UNSW SYDNEY NSW 2052 Australia	T: +61 2 9385 4868 F: +61 2 9385 6735 E-mail: d.prasad@unsw.edu.au Website: www.fbe.unsw.edu.au/units/solarch
Donna Munro	Energy for Sustainable Development Overmoor Farm, Neston SN13 9TZ CORSHAM, WILTSHIRE SN 13 9TZ U.K.	T: +44 1225 812 102 F: +44 1225 412 103 E-mail: donna@esd.co.uk Website: www.esd.co.uk
Frederik Leenders	Ecofys Postbus 8408 3503 RK UTRECHT the Netherlands	T: +31 30 2808 375 F: +31302808301 E-mail: f.leenders@ecofys.nl Website: www.ecofys.nl
Heinrich Wilk	Energie AG Oberosterreich Boehmerwaldstrasse 3 A-4021 LINZ Austria	T: +43732 9000 3514 F: +43732 9000 3309 E-mail: heinrich.wilk@energieag.at Website: www.energieag.at
Henk Kaan	Energieonderzoek Centrum Nederland Postbus 1 1755 ZG PETTEN the Netherlands	T: +31 224 56 46 89 F: +31 224 56 32 14 E-mail: kaan@ecn.nl Website: www.ecn.nl
Henrik Sørensen	Esbensen Consulting Engineers Vesterbrogade 124 B DK-1620 COPENHAGEN V Denmark	T: +45 33 26 73 00 F: +45 33 26 73 01 E-mail: h.soerensen@esbensen.dk Website: www.esbensen.dk
Hermann Laukamp	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Oltmannsstraße 5 D-79100 FREIBURG Germany	T: +49 761 4588 275 F: +49 761 4588 217 E-mail: helau@ise.fhg.de Website: www.ise.fhg.de
Kaj Isaksen	VELUX W-D&D Industrivej 7 DK-8752 OESTBIRK Denmark	T: +45 766 93 555 F: +45 766 93 737 E-mail: ki.w-dd@velux.com Website: www.velux.com
Karin Stieldorf	Inst. für Hochbau für Architekten Abtlg.Bauphysik Karlsplatz 13 A-1040, WIEN Austria	T: +43 1 58801 27031 F: +43 1 58801 27093 E-mail: kstield@email.archlab.tuwien.ac.at
Mats Andersson	Energibanken Landsvägen 4A	T:+46 652 134 24/ Mobi:+46 70 418 2788



	S-82076 JÄTTENDAL Sweden	F: +46 652 13 427 E-mail: mats@energibanken.se Website: www.energibanken.se
Nuria Martín Chivelet	Ciemat-DER Departamento de Energias Renovables Avda. Complutense 22 E-28040 MADRID Spain	T: + 34 913466672 F: + 34-913466037 E-mail: nuria.martin@ciemat.es
Patrina Eiffert	Imaginit 121 Mistletoe Road Golden, Colorado 80401 USA	T: +1 303 526 5528 F: E-mail: patrina@imaginitech.gov Website: www.imaginittech.gov
Paul Ruyssevelt	Energy for Sustainable Development Overmoor Farm, Neston SN13 9TZ CORSHAM, WILTSHIRE SN 13 9TZ U.K.	T: +44 1225 812 102 F: +44 1225 812 103 E-mail: paul@esd.co.uk Website: www.esd.co.uk
Per Drewes	Sol Source Engineering 66 Lewis Drive L3Y 1R7 NEWMARKET, Ontario Canada	T: + 1 905 898-0098 F: + 1 905 898-1668 E-mail: perdrewes@home.com
Peter Lund	Helsinki University of Technology Department of Eng.Physics and Mathematics Otakaari 3 A FIN-02150 ESPOO Finland	T: +358 9 451 3197 F: +358 9 451 3195 E-mail: peter.lund@hut.fi
Peter Toggweiler	ENECOLO Lindhofstr. 52 CH-8617 MÖNCHALTORF Switzerland	T: +41 1 994 90 01 F: +41 1 994 90 05 E-mail: info@enecolo.ch Website: www.solarstrom.ch
Reinhard Haas	Technische Universität Wien Energy Economics Group Gusshausstrasse 27-29/373-2 A-1040 WIEN Austria	T: +43 1 588 013 7352 F: +43 1 588 013 7397 E-mail: haas@risc.iew.tuwien.ac.at Website: www.tuwien.ac.at/iew
Rod Hacker	Halcrow Gilbert Burderop Park SN4 0QD SWINDON U.K.	T: +44 1793 816493 F: +44 1793 815020 E-mail: hackerrj@halcrow.com Website: www.halcrow.com
Shogo Nishikawa	Kandenko Co., Ltd. Technology Development Lab 2673-169 Shimoinayoshi, Nishiyama 315-0052 IBARAKI-KEN Japan	T: +81 299 59 6911 F: +81 299 59 6915 E-mail: nishikawa-s01@kandenko.co.jp
Steven Strong	Solar Design Associates Inc. PO Box 242 HARVARD, MASS. 01451-242 USA	T: +1 978 456 6855 F: +1 978 456 3030 E-mail: sjstrong@solar-design.com Website: www.solar-design.com
Tadashi Ito	Kajima Corporation Kajima Technical Research Institute 19-1, Tobitakyu 2-Chome 182-0036 TOKYO Japan	T: +81 424 89 7090 F: +81 424 89 7128 E-mail: tadashi@katri.kajima.co.jp
Tjerk Reijenga	BEAR architecten Postbus 349	T: +31 182 52 98 99 F: +31 182 58 25 99



	2800 AH GOUDA the Netherlands	E-mail: tjerk@bear.nl Website: www.bear.nl Send large attachments to: office@bear.nl
Tony Schoen	Ecofys Postbus 8408 3503 RK UTRECHT the Netherlands	T: +31 30 2808333 F: +31 30 2808301 E-mail: T.Schoen@ecofys.nl Website: www.ecofys.nl



ANHANG B: PV-DATABASE PROJECTS

PROJECT	CITY	COUNTRY	PV SYSTEM POWER
Athletes Village, olymic games 2000	Sydney	Australia	630 kWp
Newcastle Foreshore	Newcastle	Australia	6,5 kWp
Superdome Olympic Games	Sydney	Australia	70,5 kWp
Church Vienna	Vienna	Austria	3,3 kWp / 30 m2 Solar panels
Energiepark West	Satteins in Vorarlberg	Austria	62,6 kWp
Fachhochschule Wiener Neustadt	Wien	Austria	3
Handelshaus A. Wild	Innsbruck	Austria	13 kWp
Haus der Zukunft	Wels	Austria	3,47 kWp
Haus Frick	Batschuns in Vorarlberg	Austria	400 Wp
Hirschmann Industrial Hall	Rankweil in Vorarlberg	Austria	2,14 kWp
Karrenseilbahn Dornbirn (Cable Lift Station)	Dornbirn in Vorarlberg	Austria	2,56 kWp
Metzler Office Building	Feldkirch in Vorarlberg	Austria	5,56 kWp
Municipal Works Hall	Hall in Tirol	Austria	12,42 kWp
PV facade Kelag	Klagenfurt	Austria	10,2
PV facade Kitzmantel	Scharnstein Ober-Osterreich	Austria	3,2
PV-facade Office Center	Salzburg	Austria	50
Rieden Transformer Station	Bregenz in Vorarlberg	Austria	11,76 kWp
Solar Tracked Shadovoltaic Wings: Wirtschaftshof Linz	Linz	Austria	20 kWp / 250 m2 PV-lamellas
Sonnenpark Dornbirn	Dornbirn in Vorarlberg	Austria	18,08 kWp
Vorarlberg Building Department	Feldkirch in Vorarlberg	Austria	5,346 kWp
Cafeteria IMEC	Leuven	Belgium	2
CANMET Research Laboratory	Montreal	Canada	30
CMHC Healthy House demonstration project	Toronto	Canada	2
Hugh MacMillan Centre	Toronto	Canada	80
The living machine Kortright Centre	Toronto	Canada	4 kWp
48 appartements Herning	Herning	Denmark	2
53 apartments for elderly people in Østerbro, Copenhagen	Copenhagen	Denmark	8-10
Apartments	Kolding	Denmark	2 kWp
Appartments Valby	Valby - Copenhagen	Denmark	2,5
Brundtland Centre	Toftlund	Denmark	14,2
Det Gule Hus	Ålborg	Denmark	
Elselsbaet VOH utility building	Braedstrup	Denmark	5,6
Folkecenter for Renewable Energy	Hurup Thy	Denmark	2,14
Kolding Biovaerk project	Kolding	Denmark	3
Solgaarden-Kolding Apartments	Solgaarden - Kolding	Denmark	107
Tingbjerg school		Denmark	2
Villa Vision	Tåstrup	Denmark	2
Neste Technology Centre	Porvoo	Finland	4
Pietersaari Solar House	Pietersaari	Finland	2,2
Recreation house with PV roof	Laukaa	Finland	1,8
Villa 2000	Tuusula	Finland	2,4
ADAC office	Laatzten	Germany	78
Attached homes with standard roof integration		Germany	1,7 kWp
AUDI - Forum for Tradition and Vision	Ingolstadt	Germany	10,8 kWp
Auf dem Krüge	Bremen	Germany	200
Bavarian Environment Ministry	München	Germany	53,4
Bavarian Office for Environmental Protection	Augsburg	Germany	7,8 kWp
Bayerische Allianz Versicherungs AG	Unterfoehring (Muenchen)	Germany	44 kWp
Bayerische Landesbank	München	Germany	76,5
BGW: Green Solar Architecture with PV	Dresden	Germany	5 kWp
Block 103, Renovation Project Berlin	Berlin	Germany	20,8 kWp



Pioneers			
Catholic State Folk High School Petersberg	Petersberg / Munich	Germany	14,2 kWp
Children's Playhouse	Berlin	Germany	1 kWp
Church	Potsdam	Germany	8,1
Culture Centre Konstanz	Konstanz	Germany	2
Energie-Forum-Innovation (EFI)	Bad Oeynhausen	Germany	2,4
Energieversorgung Oberfranken AG	Bayreuth	Germany	9,9 kWp
Energy Autonomous Solar House	Freiburg	Germany	4,2
E-Werke	Hamburg	Germany	
Exhibition Pavilion Stuttgart	Stuttgart	Germany	
Fachhochschule Esslingen	Esslingen	Germany	8
Glass Mill Wolff + Meier	Langgous	Germany	3
Grachtenpumpen Duisburg	Duisburg	Germany	5
Gründer- und Technologie Zentrum	Rheinbach	Germany	17
Hangrohe GmbH	Offenburg	Germany	104
Heinrich-Boell Siedlung	Berlin	Germany	145 kWp
Horno Villagehall	Horno	Germany	
House of Fashion Kaiser	Freiburg	Germany	4 kWp
HUK Coburg Headquarters	Coburg	Germany	18,5 kWp
Innovation Centre for Environmental Technology, Berlin	Berlin	Germany	
Kindergarten Frankfurt	Frankfurt	Germany	10
Library Jülich Research Centre	Jülich	Germany	43
Mercedes Motorwerke Bad Canstatt	Bad Canstatt	Germany	435
Merkator Forum e.V.	Koenigsbrunn (Augsburg)	Germany	
Mirror PV facade Berlin, Klammt AG	Berlin	Germany	20 kWp
Munich Trade Fare Centre	Munich	Germany	1,016 MWp
Naegele house	Stuttgart	Germany	20 kWp
NUKEM restaurant	Alzenau	Germany	3,6
Oekotec 3	Berlin	Germany	4,2
Office building of the Bundesverband Flachglas	Troisdorf	Germany	
Officebuilding Cottbus	Cottbus	Germany	6
Organic farm	Stein	Germany	
Peiniger Facade Company	Gelsenkirchen	Germany	
Private home with standard PV-roof + thermal collector		Germany	ca. 6,3 kWp
PV glass facade Wernberg	Wernberg	Germany	12
PV roof Dr. Hoffman house		Germany	4,8
RBB system		Germany	
Refurbishment apartment building with PV-shingles	Hamburg	Germany	3,5 kWp
Refurbishment with amorphous silicon roofing foil	Jena	Germany	8,45 kWp
Roof renovation	Rappeneck	Germany	
Row houses IGA	Stuttgart	Germany	5,3
RWE headquarters	Essen	Germany	
Schoolbuilding Staffelstein	Staffelstein	Germany	3
Schüco International	Bielefeld	Germany	13
Science and Technology Park Reutlingen und Tuebingen	Reutlingen	Germany	17,2 kWp
Service Pavillion, Resort Island Steinhuder Lake	Steinhude (Hannover)	Germany	16 kWp
Shell Solar Production Hall	Gelsenkirchen	Germany	ca. 100 kWp
SIHK-Education Centre	Cologne	Germany	
Simon Glass factory	Bueckeburg	Germany	0,9 kWp
Solar electrical filling station	Haßfurth	Germany	2
Solar Governmental Quarter Berlin - Jacob Kaiser Building	Berlin	Germany	45 kWp
Solar Governmental Quarter: Federal Ministry of Economic Affairs and Technology	Berlin	Germany	100 kWp
Solar Governmental Quarter: German Federal President's Administration Building	Berlin	Germany	44 kWp
Solar Governmental Quarter: Paul-	Berlin	Germany	123 kWp



Loebe-Haus			
Solar Governmental Quarter: Reichstag / Deutscher Bundestag	Berlin	Germany	37 kWp
Solar tower	Pirmasens	Germany	12
Solarcenter Freiburg	Freiburg	Germany	18,5 kWp
Solarfabrik Freiburg / Fabrication Hall for Solar Panels	Freiburg	Germany	56,5 kWp
Solarhouse Berlin	Berlin	Germany	
Solarshading Mensa Academica RWTH-Aachen	Aachen	Germany	4,86
Solarsiedlung Donnerstraße	Essen	Germany	50
Solarturm	Freiburg	Germany	6,6
Sparkasse / Bank Institute Hochrhein	Waldshut-Tiengen	Germany	1,4 kWp
Sparkasse Fuerstenfeldbrueck	Fuerstenfeldbrueck	Germany	9,82 kWp
Sparkasse Gera-Greitz	Gera	Germany	21 kWp
Stadion SC Freiburg	Freiburg	Germany	100 kWp
StadtwerkK Halle	Halle	Germany	
Stadtwerke Heidenheim	Heidenheim	Germany	14
Stadtwerke Hilden	Hilden	Germany	10
Stadtwerke Konstanz	Konstanz	Germany	63
Stadtwerke Lünen	Lünen	Germany	15
Stawag Transparent PV office façade	Aachen	Germany	4,2
Sunny Island	islands of Sylt and Amrum	Germany	
Switch station Hameln	Hameln	Germany	12
Technical University of Munich	Munich	Germany	18,8 kWp
TGZ-Technologie- und Gruenderzentrum	Gera	Germany	13,4 kWp
Trade Association wood	Munich	Germany	9 kWp
Training Centre Herne	Herne Sodingen	Germany	1000 kWp
Transmitting Station Tabarz	Inselberg, Gotha-Tabarz	Germany	19,8 kWp
TV-Journalist Franz Alt's home	Baden-Baden	Germany	4,8 kWp
Uestra Public Transportation Company	Hannover	Germany	250 kWp
Umweltbahnhof 2000	Uelzen	Germany	73
Umweltzentrum Laningen	Laningen	Germany	14
University of Erlangen, Klinisch Molekularbiologisches Institut	Erlangen	Germany	22 kWp
University of Erlangen, Research Centre for Molecular Biology	Erlangen	Germany	7,3 kWp
Villa Deconstructa	Breisach	Germany	5,4
Wissenschaftspark Rheinelbe	Gelsenkirchen	Germany	225
Zero Energy House / Nullenergiehaus	Wettingen	Germany	4,85 kWp
Zukunftszentrum / Futurecentre	Herten	Germany	6,7
Big Brother house	London	Great Britain	16,9 kWp
BRE The Environmental Building	Watford	Great Britain	3
Centre for Alternative Technology	Machynlleth	Great Britain	13,5
Homerton Grove Adventure Playground	London, Homerton	Great Britain	1,9
Jubilee Campus	Nottingham	Great Britain	54,3 kWp
Laing Homes	London	Great Britain	15 kWp
Maidenhead Housing project	London, Maidenhead	Great Britain	20 kWp
Northumberland Building, University of Northumbria	Northumberland	Great Britain	39,5
Oxford Eco House	Oxford	Great Britain	4
Raleigh Road retrofit	London	Great Britain	
Sainsbury's Petrol Station	London	Great Britain	6,75 kWp
Solar building Doxford	Sunderland	Great Britain	70
Solar Showcase	Port Talbot	Great Britain	15 kWp
Whittle Hill Farm Offices	Nanpantan, Loughborough	Great Britain	3,4
AGIP parking structure	Rome	Italy	0,5
Car showroom Rome	Rome	Italy	85
Centro Elettrico Esquilino	Rome	Italy	55
Children Museum	Rome	Italy	15,6 kWp
ENEL C.N.C. PV facade installation	Rome	Italy	1,3
ENEL C.N.C. PV support for wall	Rome	Italy	220



installation			
ENEL Headquarter PV roof installation	Rome	Italy	3
Eurosolare PV roof	Nettuno	Italy	30
Laboratory JRC ISPRA	Ispira	Italy	21
Lighthouse		Italy	
PV canopy	Rome	Italy	3
PV roof of German School	Rome	Italy	20
PV umbrella	Rome	Italy	0,5
Telesio: PV facade on an industrial building	Telesio Dam	Italy	12,4
Urban regeneration, Saline-Ostia Antica, Rome	Rome	Italy	
Akita	Tokyo	Japan	4
Applied Technology Research Centre Tohoku	Tohoku	Japan	4
Car shelter (Direct roofing structure)		Japan	1
Kvocera Headquarters	Kyoto	Japan	214 kWp (roof 57 kWp, wall 157 kWp)
Low profile structure		Japan	1
NEDO Research Project 'PV & Metal Curtain Wall'		Japan	6,7 kWp
NEDO Research Project: 'Flexible a-Si PV-Module Roof-Integration'		Japan	1,4 kWp
NEDO Research Project: 'Heat Insulated PV Panel'	Tokyo	Japan	3,5 kWp
NEDO Research Project: 'Prefabricated PV Roof Panel'	Tokyo	Japan	1,36 kWp
NEDO Research Project: 'PV Glass Curtain Wall'		Japan	4,6 kWp
NEDO-Research-Project: 'Exchangeable PV-Shingle'		Japan	2,6 kWp
Private residence		Japan	9
SBIC Headquarters Tokyo	Tokyo	Japan	29,7 kWp
Simply hanged structure		Japan	1
Samsung Office Building	Seoul	Korea	40 kWp
1 MW Project - Apartments 'Gele Lis'	Amersfoort	Netherlands	370 m2 PV-module area
1 MW Project - 'Cascade'	Amersfoort	Netherlands	672 m2 PV-module area
1 MW Project - Elementary Schools 'De Wonderboom' and 'De Border'	Amersfoort	Netherlands	20 kWp
1 MW Project - 'Energy Balance Dwelling'	Amersfoort	Netherlands	18 kWp
1 MW Project - 'Jersey'	Amersfoort	Netherlands	3480 m2 PV-panels, ca. 350 kWp
1 MW Project - Kindergarten 'Plons'	Amersfoort	Netherlands	75 m2 solar panels, ca. 8 kWp
1 MW Project - 'Kroosbuurt'	Amersfoort	Netherlands	2462 m2 PV-module area
1 MW Project - 'Noise Barrier Houses'	Amersfoort	Netherlands	9 kWp
1 MW Project - 'Phanta Rhei'	Amersfoort	Netherlands	860 m2 PV panels , ca. 85 kWp
1 MW Project - 'Pitrus - Mattenbies - Rietgors'	Amersfoort	Netherlands	2832 m2 m2 PV-modul areaca. 294 kWp
1 MW Project - 'Prefab PV-Roofs'	Amersfoort	Netherlands	55 kWp
1 MW Project - 'School Houses'	Amersfoort	Netherlands	280 m2 PV-panels
1 MW Project - 'Social Housing'	Amersfoort	Netherlands	110 kWp
1 MW Project - 'Sporting Centre Nieuwland'	Amersfoort	Netherlands	506 m2 PV-modules
1 MW Project - 'Wall Houses'	Amersfoort	Netherlands	22,4 kWp
1 MW Project - 'Watergentiaan - Waterdrieblad'	Amersfoort	Netherlands	755 m2 PV-module area, ca



			98 kWp
Arthur Andersen	Amstelveen	Netherlands	25
Carisven 54 houses	Heerlen	Netherlands	21,6
De Groene Leguaan (recreation park)	Stavoren	Netherlands	
De Kleine Aarde	Boxtel	Netherlands	7,8
ECN 31 Laboratory Renovation	Petten	Netherlands	71.9 kW
ECN 42 Office and Laboratory Building	Petten	Netherlands	26.73 kWp
Elderly Peoples Home 'Dunninghe'	De Wijk (Drenthe)	Netherlands	7,56 kWp
EnergieNed	Arnhem	Netherlands	1,57
Energiezone	Apeldoorn	Netherlands	
Gelderse Blom	Veenendaal	Netherlands	228 m2 PV-module area
Gemeentearchief	Rotterdam	Netherlands	
Langedijk Solar and Sustainable Housing	Langedijk	Netherlands	
Le Donjon - office building	Gouda	Netherlands	9 kWp
Leeuwenhorst Conference Centre	Noordwijkerhout	Netherlands	
Nieuw-Sloten	Amsterdam	Netherlands	250
Noise barrier	Amstelveen	Netherlands	51,9
Office building Hollander	Apeldoorn	Netherlands	11,5
Private house Caljouw	Vlissingen	Netherlands	2,1
Rietlanden Dordrecht	Dordrecht	Netherlands	22,8
Row houses Barendrecht	Barendrecht	Netherlands	18
Social housing Heerhugowaard	Heerhugowaard	Netherlands	25
Solar waves - 72 Solar + Sustainable Houses	Boxtel	Netherlands	
Sport and Recreation Centre De Terp	Valkenburg	Netherlands	2,7 kWp
Sporting hall	Burgum	Netherlands	17,6 kWp
Utility pavilion	Geldermalsen	Netherlands	5
Wasco Holding in Twello	Twello	Netherlands	11,3 kWp
WNF houses	Nieuwegein	Netherlands	
WWF Panda houses	Harderwijk	Netherlands	12,8 kWp
Zero-energy house	Zandvoort	Netherlands	
Zonnewende Leiden	Leiden	Netherlands	11,5 kWp
Aula de la Naturaleza Arrovo de la Vega	Alcobendas - Madrid	Spain	2,5
Ayuntamiento de Pozuelo	Pozuelo Madrid	Spain	2,2
Coloured PV-facade urban area	Terrasa (Barcelona)	Spain	34 kWp
Four Petrol Stations in Andalusia	Sevilla, Maracena, Rio Tinto, Estepona	Spain	52,3
GERINDA-windfarm substation	Leoz, Navarra	Spain	28,8 kWp
Health centre Arnoia	Arnoia	Spain	24,5
Instituto de Energia Solar	Madrid	Spain	14,1
Iranzo	Jaen	Spain	4,4
Mataro Library - Barcelona	Barcelona	Spain	53
Nature recreational house	Canencia, Madrid	Spain	7,5
Nexus	Barcelona	Spain	5,3
Nuevo Horizonte College	Las Rozas Madrid	Spain	53
Pascual Calb- Technical College in Menorca	Mahon. Menorca, Balears	Spain	42
Pergola	Jaen	Spain	2.2 kWp
Solar demonstration house	Toledo	Spain	3,5
TAFALLA building	Tafalla	Spain	21,6 kWp
Göteborg Energi AB Head Office	Göteborg	Sweden	6,8 kWp
Härnösand Museum	Härnösand	Sweden	4,4 kWp
IKEA Office Building	Älmhult	Sweden	60 kWp
Island of Bullerö	Bullerö	Sweden	1,5
Österäng Apartment Building	Kristianstad	Sweden	11,8 kWp
Aerni Fenster Factory	Arisdorf	Switzerland	61,4
Alpine shed	Alp Findels	Switzerland	13
Am Bahnhof	Brugg	Switzerland	16,2
Apartment building Rütihof	Zürich-Höngg	Switzerland	6 kWp
Apartment Buildings Marchwartstraße	Zürich	Switzerland	53 kWp
Buchlern School	Zürich	Switzerland	33,6 kWp
Churchtower	Steckborn	Switzerland	19,6
Digital Equipment Corp.	Petit-Lancy GE	Switzerland	15



EFH Vontobel, Bottmingen	Bottmingen	Switzerland	10
EMPA-building	St. Gallen	Switzerland	49
ETH Hönggerberg	Zürich	Switzerland	130 kWp
Hospital Martigny	Martigny	Switzerland	3
Houses with PV-Roofs	Hedingen	Switzerland	26 kWp
Kantonschule Solothurn	Solothurn	Switzerland	9,8
Kantonsschule Stadelhofen (High School)	Zurich	Switzerland	23,5 kWp
Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan Liechtenstein	Switzerland	18 kWp
Matterhorn lodge	Zermatt	Switzerland	11,5
Migros Betriebszentrale	Winterthur	Switzerland	66,3
Nat. Pferdezentrams	Bern-Wankdorf	Switzerland	80,5
Office Building Leutenegger	Uzwil near Zürich	Switzerland	3,75 kWp
Photovoltaic sunshades Town hall	Monthey	Switzerland	2,6
PV cladding on LRE building	Lausanne	Switzerland	3
Railway station Canopies	Morges	Switzerland	21,6
Restaurant Rothornbahn	Lenzerheide	Switzerland	4,1
Scheidegger Factory facade	Kirchberg	Switzerland	18
School Ruetihof	Zuerich	Switzerland	50,4 kWp
Shop with PV-Lamella Shading	Lausanne	Switzerland	10 kWp
Städtische Werke	Winterthur	Switzerland	47
Sunshades on the AMAG center	Lausanne	Switzerland	10
Technopark	Zuerich	Switzerland	81,6 kWp
Tenum Bürogebäude	Liestal	Switzerland	10
Thali AG	Hitzkirch	Switzerland	29,9
Town mill	Zürich	Switzerland	31,5 kWp
UBS Bank Suglio	Manno (near Lugano)	Switzerland	180 kWp
Utility with PV facade	Zürich	Switzerland	3,2
VITA	Zürich	Switzerland	50,4 kWp
WASAG - Bürstenfabrik	Oberentfelden	Switzerland	11,9 kWp
APS Photovoltaic Factory	Fairfield, California	USA	8,4 kWp
Discovery Sience Center Solar Cube	Santa Ana, California	USA	20 kWp
Energy Autonomous Solar House by FIRST	Hopewell, New Jersey	USA	1,8 kWp
Intercultural Centre Georgetown University	Washington, DC	USA	337
Lord House	Coast of Maine	USA	4,25 kWp
Mauna Lana Golf Facility	Hawaii, Kona - Kohala Coast	USA	135 kWp
Mauna Lani Resort - Hotel Building	Hawaii, Kona - Kohala Coast	USA	100 kWp
Natatorium Olympic Games 1996 in Atlanta	Atlanta	USA	340 kWp
Private Residence Massachusetts	Massachusetts	USA	4,5 kWp
PV-Factory		USA	
Seaside Fun-Park		USA	50 kWp
Skyscraper 4 Times Square	New York	USA	
SMUD - PV Pioneer I Homes	Sacramento, California	USA	5,7 MWp
SMUD - PV-Pioneer Church	Sacramento, California	USA	
SMUD - Typical PV-Pioneer I Home	Sacramento, California	USA	(5,7 MWp)
Solarex PV-Factory	Frederick, Maryland	USA	200
Townhouse with amorphous PV-roofing	Bowie, Maryland	USA	1,5 kWp
U.S. Coast Guard Facility / John F. Williams Building	Boston	USA	37 kWp

