

Dipl.-Phys. Michael Rossa, Dipl.-Ing. (FH) Maurice Mayer, ift Rosenheim

Planung und Anforderungen an gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV)

Für das Erreichen der Energiewende spielt die energetische Verbesserung des Gebäudebereichs eine herausragende Rolle. Neben einer verbesserten Wärmedämmung, der passiven Solarnutzung mittels Verglasungen, nimmt der Einsatz von Photovoltaik immer größere Bedeutung ein und so zählen PV-Module auf dem Dach und in der Gebäudehülle mittlerweile zum Stadtbild und dem Planungsrepertoire von Architekten. Gebäudeintegrierte Photovoltaik bzw. Building Integrated Photovoltaic (BIPV) sind Bauteile, die neben der Stromerzeugung auch weitere Funktionen übernehmen, beispielsweise Sonnen-, Schall- oder Wärmeschutz. Mit fortschreitender Verknappung von Dachflächen und der dynamischen Entwicklung der PV-Technologie (Kosten und Wirkungsgrade) geraten nun auch die senkrechten Gebäudeflächen ins Visier von Planern und Bauherren. In schneereichen Gebieten bieten senkrecht montierte PV-Module heute schon den Vorteil schneefrei zu bleiben und beim winterlichen Sonnenstand südseitig noch einen guten Wirkungsgrad zu erreichen. Sobald die anvisierten Modulkosten im Bereich hochwertiger Fassaden aus Stein, Metall oder beschichtetem Glas liegen werden, wird der Einsatz in der Fassade aus Gründen der Energieerzeugung und Imagemotiven rasant an Bedeutung gewinnen. Bei der Anwendung der BIPV sollte darauf geachtet werden, dass die zu erwartende Einstrahlung nicht durch Verschattungen von umliegenden Gebäuden, der Topographie oder Bäumen reduziert wird. Außerdem müssen beim Gebäude relevante Faktoren wie die Neigung/Orientierung der Module, mögliche Verschattung durch auskragende Elemente, das Verschalten der Module, die Kabelführung, zu erwartende Temperaturen, Hinterlüftung usw. beachtet werden.

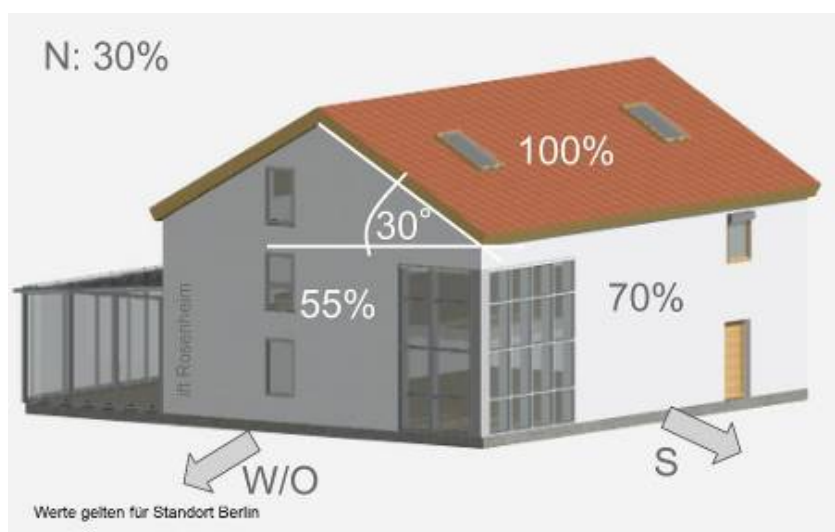


Bild 1 Mögliche Jahreswirkungsgrade von BIPV in Abhängigkeit von den Flächen/Orientierung

Baurechtliche Anforderungen

Beim Einsatz von Photovoltaik in der Gebäudehülle treffen Elektrotechnik und Bauwesen aufeinander, so dass auch Anforderungen aus dem Baurecht erfüllt werden müssen. Es gelten die Bauproduktenverordnung mit den jeweilig harmonisierten Normen für Fenster, Fassaden (EN 14351-1, EN 13830 etc.) und die Niederspannungsrichtlinie (EN 61730-1, EN 61730 etc.). PV-Module für die Fassade bestehen meistens aus einem Verbundglas, bei dem die Solarzellen bzw. die Beschichtung zwischen die Gläser eingebettet ist oder in den Scheibenzwischenraum des Isolierglases integriert ist. BIPVs sind baurechtlich nicht immer geregelte Bauprodukte, die deshalb auf Basis einer Zustimmung im Einzelfall oder einer allgemein bauaufsichtlichen Zulassung verwendbar sind. Es müssen die Standsicherheit, Resttragfähigkeit, Dauerhaftigkeit, Materialverträglichkeit sowie bauphysikalische Aspekte wie Lichttransmission, Wärme-, Feuchte-, Feuer- und Sonnenschutz nachgewiesen werden. Nach nationalem Baurecht sind zusätzlich die Technischen Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Verglasungen (TRLV), den Technischen Regeln für die Bemessung und Ausführung punktförmig gelagerter Verglasungen (TRPV), den Technischen Regeln für absturzsichernde Verglasungen (TRAV) und bei geklebten Systemen auch die ETAG 002-1 bzw. beim Fassadeneinbau die ETAG 002-2 zu beachten, auch wenn in den Regelwerken BIPV nicht explizit erwähnt werden.

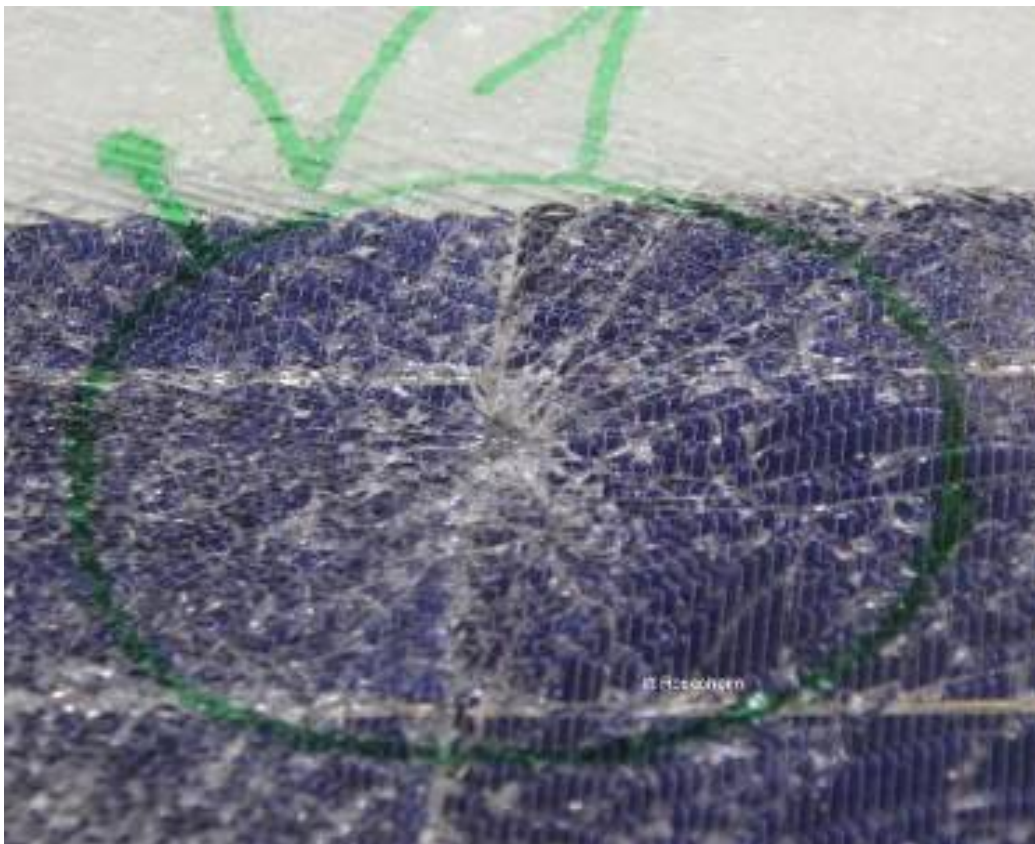


Bild 2 Schäden vermeiden durch Beachtung mechanischer und bauphysikalischer Einflüsse

Tabelle 1 Wichtige Kenndaten und Nachweise für BIPV



Elektrische Kenndaten von PV-Modulen

- Elektrische Kenngrößen P_{max} , I_{sc} , U_{oc} , U_{mpp} , bei Standardtestbedingungen, NOCT-Wert, Temperaturkoeffizienten nach DIN EN 60904-1
- Elektrische Isolationsprüfung, Prüfung des Isolationswiderstands unter Benässung



Bauphysikalische/-technische Nachweise

- Bestimmung der strahlungsphysikalischen Daten (teiltransparent) nach EN 410 und Lichttransmission/-reflexion an streuenden Proben nach DIN 5036
- Kalorimetrische Bestimmung des Gesamtenergiedurchlassgrads und der Oberflächentemperaturen unter Solareinstrahlung
- Bestimmung des U-Wertes von PV-Modulen
- Bestimmung der Luftschalldämmung und der Schall-Längsleitung an PV-Modulen und PV-Modulen im Isolierglas
- Nachweis Brandverhalten, Feuerwiderstand und Widerstand bei Brand von außen
- Temperaturwechselprüfungen, Feuchte-Frost-Prüfungen, Feuchte-Wärme-Prüfung
- Mechanische Belastungstests der Modulbefestigung sowie der Unterkonstruktion (Schneelast, statische Lasten, Eislast, Hagel- und Windlast etc.)



Glasprüfung

- Prüfung Bruchbild und mechanische Festigkeit für Einscheiben-Sicherheitsglas (ESG), teilvorgespanntes Glas (TVG) für photovoltaische Anwendungen
- Prüfung der mechanischen Festigkeit an Floatglas nach EN 1288, Doppelringversuch
- Pendelschlagversuch nach EN 12600 und nach den Technischen Regeln für die Verwendung von absturzsichernden Verglasungen (TRAV) an monolithischen PV-Modulen
- Resttragfähigkeit an PV-Modulen für Überkopfverglasungen nach den Technischen Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Verglasungen



Prüfung von Dauerhaftigkeit und Materialverträglichkeit

- Zeitstandverhalten von Mehrscheiben-Isolierglas nach EN 1279-2 und EN 1279-3
- Prüfung der Dauerhaftigkeit an Verbundglas-PV-Modulen
 - Prüfung der Feuchte EN ISO 12543-4
 - Prüfung bei hoher Temperatur EN ISO 12543-4
 - Bestrahlungsprüfungen EN ISO 12543-4
- Nachweis der Dauerhaftigkeit von anorganischen Beschichtungen nach EN 1096
- Nachweis der Verträglichkeit von PV-Modul-Komponenten mit Dichtstoffen, Klebstoffen etc.
- Klebenachweise von „Backraileklebungen“ in Anlehnung an die ETAG 002



Wirkungsgrade

Die in den technischen Dokumentationen angegebenen Wirkungsgrade der PV-Module werden normativ unter STC Bedingungen (Bestrahlung 1000 W/m², Spektrum AM 1,5, Zelltemperatur 25°C) ermittelt und liegen in der praktischen Anwendung je nach Zelltechnologie üblicherweise im Bereich von 7 – 17%; der theoretische maximale Wirkungsgrad von Solarzellen mit einer Halbleiterschicht liegt bei 31% unter STC Bedingungen. Die aktuellen Rekordhalter sind nach wie vor Multilayerzellen, deren Wirkungsgrad im Forschungsumfeld mittlerweile ca. 38% erreicht hat. Viel getan hat sich auch bei organischen Solarzellen, deren Wirkungsgrad bei ca. 11% liegt und deren Die Fertigungstechnik sehr geringe Kosten verspricht. Diese Technologie ist aber für den Baubereich noch nicht marktreif, da die Langzeitstabilität der organischen Verbindungen noch zu gering ist.

Tabelle 2 Typische Modulwirkungsgrade verschiedener Zelltechnologien in der Praxis

Zelltechnologie	Modulwirkungsgrade ermittelt bei STC
CaTe (Cadmium Tellurid)	ca. 11 %
CIS (i.d.R. Kupfer-Indium-Diselenit)	ca. 12 %
Amorphes Silizium	ca. 8 %
Polykristallines Silizium	ca. 16 %
Monokristallines Silizium	ca. 17 %

Die Wirkungsgrade von semitransparenten Modulen für die Gebäudeintegration liegen abhängig vom Lichttransmissionsgrad und Zelltechnologie etwas unter den oben angegebenen Werten (ca. 5 % bei amorphen Si und einem Lichttransmissionsgrad 0,15). Neben den synthetischen Modulwirkungsgraden spielen für den tatsächlichen Anlagenwirkungsgrad die folgenden Einflüsse eine große Rolle:

- Einstrahlungs- und Klimadaten
- Verschaltung und Wechselrichterauswahl
- Hinterlüftung, Ausrichtung und Neigung des Moduls
- Verschattungssituation

Diese Einflüsse der Anlage und des Standortes gehen in den Schätzung des zu erwartenden Energieertrages (KWh/KWp) ein, der in Ertragsgutachten angegeben wird und Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Photovoltaikanlagen ist.

Umgang mit Teilverschattungen

Bei der Fassadengestaltung hat das Design auf eine PV-Anlage eine größere Bedeutung als bei Freiland- oder Aufdachanlagen und PV-Module durch andere Bauelemente und die Fassadengeometrie teilweise oder dauerhaft verschattet werden können. Die Konsequenzen von Teilbeschattung werden bei der Planung von PV-Modulen aber oft unterschätzt.

Die Leistung einer Anlage wird durch die eingesetzte Zelltechnologie sowie die Verschattung der PV-Zelle beeinflusst. Bei einer Serienschaltung mehrerer Zellen wirkt eine verschattete Zelle wie eine „Bremse“ für den Strom und die Leistung der gesamten Serienschaltung nimmt drastisch ab. Dies gilt analog auch für PV-Module, die durch eine Serienschaltung zu einem Strang verschaltet sind. Innerhalb einer Serienschaltung hat man daher bei Verschattungen die größten Verluste. Bei einer Parallelverschaltung ist der Einfluss der verschatteten Bereiche auf den Ertrag deutlich geringer, aber es entstehen hohe Stromstärken bei niedrigen Spannungen, die dann große Kabelquerschnitte und spezielle Wechselrichter erforderlich machen. Die einfachste Möglichkeit Verschattungsverluste zu reduzieren ist deshalb die PV-Module an den Schattenwurf anzupassen. Es ist deshalb nicht immer zielführend alle Module zur Energieerzeugung zu nutzen. So kann es für den Ertrag eine Anlage in der Fassade durchaus sinnvoll sein die dauerhaft verschatteten Module nicht zu verschalten und ausschließlich als „Blindelement“ einzusetzen. Erfolgversprechend sind diese Ansätze aber nur bei einfachen Verschattungssituationen, beispielsweise bei horizontalem oder vertikalem Schattenwurf, wie er etwa durch Telefonmasten oder Tischreihen in Aufdachanlagen entsteht.

Bei Fassaden zeigt sich in der Regel eine etwas komplexere Verschattungssituation. In eigenes MPP-Tracking (Maximum Power Point) für jedes PV-Modul durch Modulwechselrichter oder spezielle DC/DC Konverter mit zentralem Wechselrichter ist eine weitere Alternative, um die negativen Auswirkungen einer Teilverschattung zu minimieren. Diese technischen Lösungen sind zurzeit zwar noch kostenaufwändig, werden bei steigenden Stückzahlen aber sicher deutlich günstiger, so dass hier bald wirtschaftliche Lösungen auf dem Markt sein werden. Bauherr, Investor und Architekt bewegen sich aber immer im Spannungsfeld zwischen architektonischer Gestaltung und Ertragsoptimierung. Umso wichtiger ist eine gründliche Planung der Fassade durch den Architekten, dem heute leistungsfähige Softwaretools für Verschattungsanalysen zur Verfügung stehen. Dennoch hängen die tatsächlich erreichbaren Anlagenleistungen und die Wirtschaftlichkeit in erheblichem Maße vom Zusammenspiel der Modultechnologie, der Anlagenkonfiguration, dem Design der Fassade und der Verschattung ab. Eine Kosten-Nutzen Analyse muss daher seitens des Anlagenplaners in Abstimmung mit dem Architekten projektbezogen erfolgen.

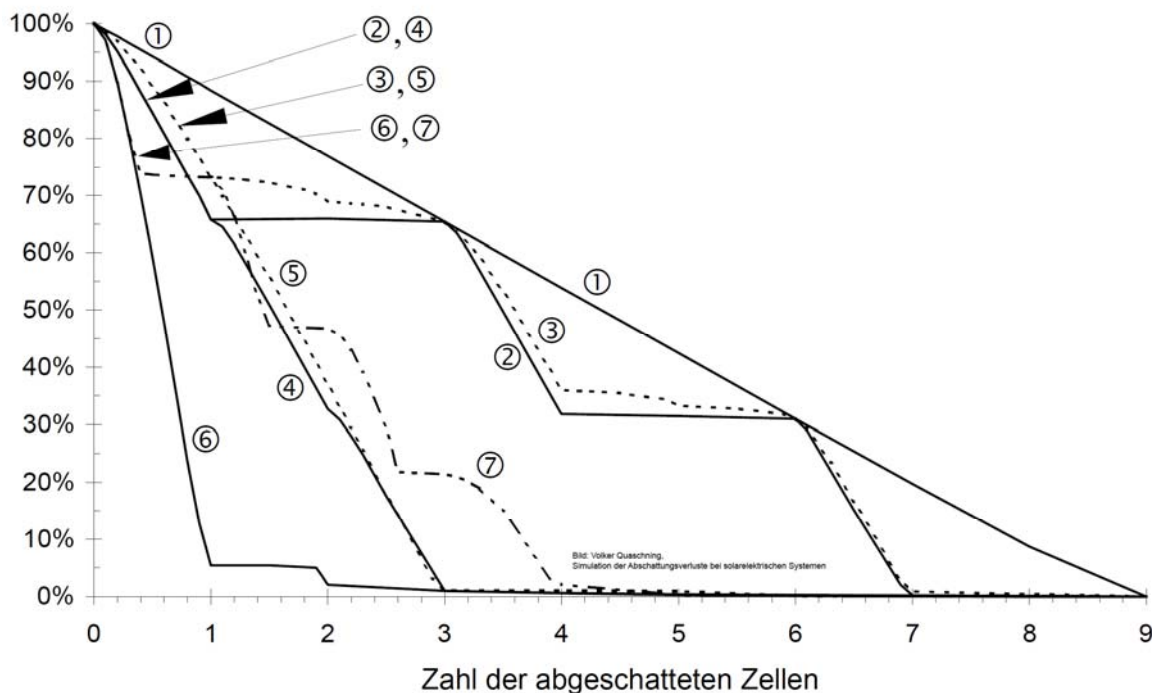


Bild 3 Intelligente Schaltung der PV-Stränge bei Teilverschattungen steigert den Ertrag und verlängert die Lebensdauer der PV-Module.
 Leistungseinbußen bei unterschiedlichen Abschattungen von verschiedenen Zellanordnungen: (1) 9 Zellen parallel; (2) 3x3 Zellen, Abschattungsreihenfolge Zelle 1,2,3; (3) wie 2, jedoch mit Querverbindungen a-d; (4) wie 2, jedoch Abschattungsreihenfolge 1,4,7; (5) wie 4, jedoch Querverbindungen a-d; (6) 9 Zellen seriell; (7) 9 Zellen seriell mit Bypassdioden über jeder Zelle
 (Bild: Volker Quaschnig, Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen)

PV-Module als Sonnenschutz

BIPV-Module im transparenten Bereich der Fassade sind auch für einen gleichzeitigen Einsatz als Sonnenschutz und zur Tageslichtversorgung geeignet, weil der Energie- und Lichttransmissionsgrad sich gut durch eine unterschiedliche Belegung des Moduls mit mono- oder polykristallinen PV-Zellen variieren lässt. Hier eignen sich besonders PV-Module in Dünnschichttechnologie, weil diese im Format flexibler herstellbar sind und sich die Transmission, die Gestaltung, die Farbgebung und Transparenz mittels Lasertechnik einfach variieren lässt. Gerade bei Dachverglasungen von Atrien, lassen sich Sonnenschutz und Energiegewinnung ideal kombinieren. Der sommerliche Wärmeschutz von Gebäuden muss gemäß EnEV § 3 und 4 nachgewiesen werden. Für die Bewertung benötigt der Planer verlässliche Kennwerte, wie den Gesamtenergiedurchlaßgrad g bzw. g_{total} (Wert für Verglasung in Kombination mit einem PV-Modul). Komplexe Systeme lassen sich nur ungenau durch Rechenverfahren charakterisieren, so dass eine Bestimmung des

g-Wertes mittels kalorimetrischer Messverfahren sinnvoll ist, bei dem das zu prüfende Bauteil mit einer künstlichen Sonne bestrahlt wird. Darüber hinaus können die Oberflächentemperaturen ermittelt werden. Die Kennwerte können als Funktion des Höhenwinkels der Sonne, das heißt für jahreszeitliche und tagesabhängige Situationen exakt bestimmt werden. Aktuelle Untersuchungen am ift Rosenheim haben gezeigt, dass der g-Wert von PV-Modulen unter Last, also bei Stromproduktion, gegenüber der lastfreien Messung signifikant besser ist.

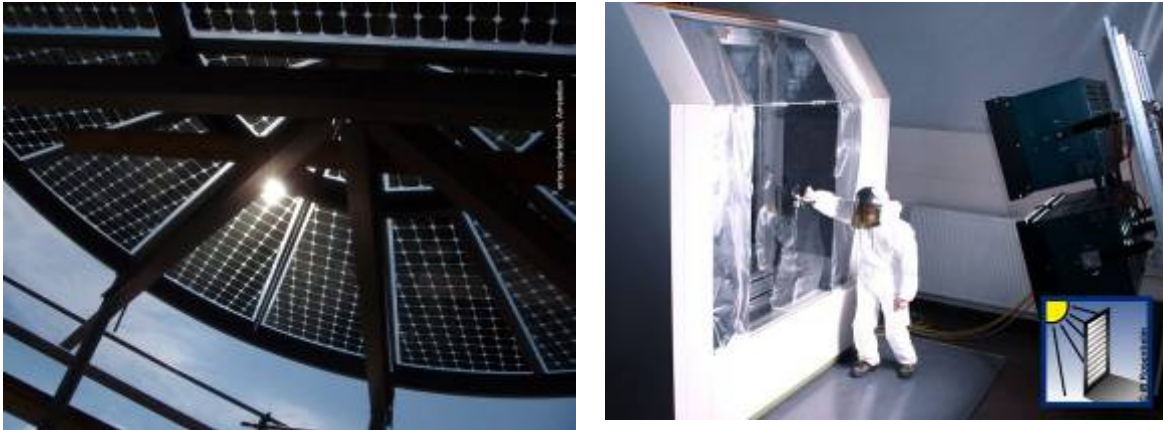


Bild 4 Sonnenschutz mit PV-Modulen und Bestimmung der Kennwerte mittels kalorimetrischem Messverfahren (Bild links Ertex Solar, Amstetten)

Brand- und Löschfall

Bereits wenige in Reihe geschaltete Photovoltaikmodule erzeugen als „Generator“ bei Lichteinfall eine Spannung von über 120 V, die sich nicht einfach abschalten lässt, außer man verdeckt die Modulfläche. Die Spannung ist bereits so hoch, dass bei Nichteinhaltung von Sicherheitsmaßnahmen Löschkräfte der Feuerwehr gefährdet sind. Die oftmals publizierte Gefahr des Stromschlages über den Löschstrahl ist prinzipiell möglich, aber eher unwahrscheinlich, wenn Sicherheitsabstände und Regeln eingehalten werden. Bauherrn und Investoren müssen daher nicht befürchten, dass Gebäude mit Photovoltaikanlagen nicht gelöscht werden und die Feuerwehr das Gebäude kontrolliert abbrennen lässt. Aber auch bei Reinigungs- und Wartungsarbeiten besteht für das eingesetzte Personal ein nicht zu unterschätzendes Risiko für einen Stromschlag, der auch tödlich enden kann.

Eine PV-Anlage birgt als elektrisches Bauteil in sich auch das Risiko einer Brandentstehung, die durch mangelhafte Produkte oder eine unsachgemäße Installation entstehen kann (Fehler beim Blitzschutz, Leitungsverlegung und Klemmverbindungen etc.). Seit dem 1. Juni 2006 sind daher sogenannte Lastabschalter im Generatoranschlusskasten und im Wechselrichter für Photovoltaikanlagen vorgeschrieben. Der sicherste Weg eine

Photovoltaikanlage strom- und spannungsfrei zu schalten ist aber der „Kurzschluss“ jedes einzelnen PV-Moduls an seinen Anschlussklemmen. Entsprechende anlagentechnische Lösungen die Module durch Kurzschluss und Erdung abzuschalten existieren bereits. Damit besteht auch für die Feuerwehr im Brandfall die Möglichkeit sich den PV-Modulen gefahrlos zu nähern, diese zu berühren oder für die Brandbekämpfung zu demontieren. Leider mangelt es derzeit noch an eindeutigen Regeln und Vorgaben durch Normen oder Gesetze. Die Berufsfeuerwehr München, der TÜV-Rheinland und das Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme erarbeiten in einem vom Bundesumwelt-Ministerium geförderten Projekt entsprechende Grundlagen und Empfehlungen.

Bild 5 PV-Anlagen bergen im Brandfall spezielle Risiken (Bild und Quelle müssen noch recherchiert werden)

Pilotprojekt

Im Erweiterungsbau des Institutsgebäudes des ift Rosenheim kamen 197 m² Photovoltaikfassade in Dünnschichttechnologie zum Einsatz, weil der Wirkungsgrad bei indirekter und diffuser Strahlung nicht so stark abfällt, und die Module bei höheren Umgebungstemperaturen einen besseren Wirkungsgrad haben als kristalline PV-Zellen. Außerdem wirken die Flächen ruhiger und es sind auch unterschiedliche Farbgestaltungen möglich. Wichtig ist auch die Festlegung der Modulgrößen (Rastermaß 1,30 x 1,10 m), um einen hohen Belegungsgrad trotz hohem Fensteranteil der Fassade zu erreichen. Der hohe Fensteranteil war notwendig und Teil des Energiekonzepts, um eine ausreichende natürliche Belüftung und Tageslichtversorgung durch Fenster zu ermöglichen. Die PV-Anlage ist ein Pilotprojekt, bei dem konstruktive Fragestellungen zu den Themen Sicherheit, Bauphysik, Baukörperanschlüsse, Montageabläufe und die Einbindung in die Haustechnik wissenschaftlich begleitet wurden.



Bild 6 Fassade am ift Rosenheim als BIPV in Dünnschicht-Technologie

Autoren



Michael Rossa ist seit über 20 Jahren im Bereich der Glastechnik und der Bauphysik, mit den Schwerpunkten Lichttechnik, Energieeffizienz, Sonnenschutz, Photovoltaik tätig und zurzeit als Produktionstechniker beim ift Rosenheim. Er gibt seine Erfahrung als Lehrbeauftragter an der Hochschule Rosenheim für gebäudeintegrierte Photovoltaik sowie durch Vorträge und in ED PRO Seminaren weiter.



Maurice Mayer war nach seinem Studium der technischen Physik lange Jahre in der PV-Branche tätig und führte angewandte Forschungsprojekte, Ertragsgutachten sowie Qualitätsanalysen an PV-Anlagen durch. Derzeit ist Herr Mayer am ift Rosenheim im Bereich „Rechnergestützte Simulation“ tätig.