Komplettcharakterisierung der winkelselektiven Photovoltaik-Verglasung PVShade[®]

Helen Rose Wilson¹, Wendelin Sprenger¹, Karoline Fath¹, Christof Erban¹, Tilmann E. Kuhn¹

1 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Deutschland

Seit Sommer 2013 bieten 15 m² winkelselektive PVShade[®]-Verglasungen im Brüstungsbereich eines Seminarraums am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg saisonalen Sonnenschutz und selektive Durchsicht und erzeugen Strom photovoltaisch (PV). Das PVShade[®]-Element wurde von einem der Autoren erfunden und patentiert. Während mehrerer Forschungsprojekte wurden die technischen, energetischen und ökonomischen Eigenschaften dieser PV-Verglasungen durch Messungen und modellbasierte Simulationsrechnungen umfassend untersucht. Zu den untersuchten Eigenschaften gehören der winkelabhängige Gesamtenergiedurchlassgrad (g-Wert), der Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert), die Eignung als absturzsichernde Verglasung, die Auswirkung der Verglasungen auf den Energiebedarf im Seminarraum, die Strom-Spannungskennlinien der PV-Module, der elektrische Ertrag der PV-Anlage, die Temperaturentwicklung der PV-Ebenen und die Lebenszykluskosten. In diesem Beitrag werden sowohl die Untersuchungsmethoden als auch Ergebnisse der verschiedenen Charakterisierungsansätze für diese besonderen Verglasungen jeweils kurz vorgestellt.

Multi-Facetted Characterisation of Angle-Selective Photovoltaic PVShade® Glazing. Since summer 2013, 15 m² of angle-selective PVShade® glazing in the spandrel zone of a seminar room at the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE in Freiburg has provided seasonal solar control and selective visual contact and generated electricity photovoltaically (PV). The PVShade® element was invented and patented by one of the authors. Over the course of several research projects, the technical, energy-relevant and economic properties of this PV glazing were comprehensively investigated by measurement and model-based simulation. The investigated properties include its angle-selective g value (solar heat gain coefficient SHGC), thermal transmittance (U value), fall-arresting capability, effect on the energy demand for the seminar room, angle-dependent current-voltage curves of the PV modules, electricity yield of the PV system, temperature of the photovoltaic layer and life-cycle costs. This paper briefly presents both the underlying methods and the results of different characterisation approaches as applied to this special type of PV glazing.

Schlagwörter: bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV), winkelselektive PV-Verglasung, winkelabhängiger g-Wert, elektrische Ertragssimulation, PVShade[®]

Keywords: building-integrated photovoltaics (BIPV), angle-selective PV glazing, angle-dependent g value (SHGC), electricity yield simulation, PVShade[®]

1 Einführung

Mit der winkelselektiven PVShade[®]-Verglasung steht eine teiltransparente Photovoltaik-Komponente für die Gebäudeintegration (BIPV) zur Verfügung, die in lichtdurchlässigen Warmfassaden Einsatz finden kann. Somit sind Informationen über ihre Eigenschaften als Bauprodukt und die mögliche Stromerzeugung nötig, um sie planerisch gezielt einsetzen zu können. Für die Investitionsentscheidung wird auch eine ökonomische Bewertung gebraucht, die nicht nur die Investitionen sondern auch die Kosten und die (effektiven) Einnahmen aus dem Stromertrag – sowie ggf. die vermiedenen Kosten für Kühlung – über die gesamte Lebensdauer berücksichtigt.

Nachdem 15 m² PVShade[®]-Elemente seit mehr als zwei Jahren als stromerzeugende, winkelselektive Verglasung am Fraunhofer ISE im Betrieb sind, stellt der vorliegende Beitrag eine Übersicht ihrer vielseitigen Eigenschaften und der für die Charakterisierung angewandten Methoden dar. Wo Ergebnisse schon in anderen Veröffentlichungen ausführlicher vorgestellt wurden, wird darauf verwiesen; vor allem die glastechnischen Eigenschaften werden jedoch hier zum ersten Mal veröffentlicht.

2 Verglasungseigenschaften

2.1 Glasaufbau



Bild 2-1 Detail der PVShade[®]-Verbundglasscheibe [3] (links) und Glasaufbau der installierten PVShade[®]-Dreifachverglasung (rechts). Der Pfeil im rechten Bild weist auf den Randbereich des Scheibenzwischenraums (SZR) ohne das PVShade[®]-Element hin. Weiter oben im Bild ist die Verkleinerung des SZR durch das auflaminierte PVShade[®]-Element zu sehen.

2 Verglasungseigenschaften

Die Winkelselektivität eines PVShade[®]-Elements wird dadurch erreicht, dass zwei Dünnschichtmodule, die jeweils ein identisches horizontales Streifenmuster aufweisen, mit einem Versatz der Streifen zueinander laminiert werden (vergleiche Bild 2-1, links). Das Konzept wurde von Kuhn erfunden und unter der Nummer US 9051771 B2 [1] patentiert; die detaillierten Berechnungen zur Bestimmung der geometrischen Verhältnisse wurden ausführlich von Frontini dargestellt [2]. Bei dem hier vorgestellten Projekt wurde das PVShade[®]-Element jeweils auf die Außenscheibe einer Dreifachsonnenschutzverglasung auflaminiert (vergleiche Bild 2-1, rechts). Über die wärmedämmende Funktion der Dreifachverglasung hinaus bietet die Anlage sommerlichen Sonnenschutz und erzeugt Strom. Gleichzeitig gewährt sie Durchblick vom Innenraum nach unten und horizontal nach außen.

Der Glasaufbau von außen nach innen für die installierten PVShade[®]-Verglasungen ist der folgende:

- 8 mm eisenarme Glasträgerscheibe (teilvorgespannt)
- 20 mm mit Argon gefüllter Scheibenzwischenraum, in den das rückseitig auf die äußere Scheibe laminierte, winkelabhängige semitransparente PV-Element mit folgendem Aufbau hinein ragt (außer im Randbereich, siehe Bild 2-1. rechts):
 - 0,76 mm PVB
 - 3,2 mm semitransparentes PV-Element
 - 1,14 mm PVB
 - 3,2 mm semitransparentes PV-Element
- 5 mm thermisch vorgespanntes Float-Einscheibensicherheitsglas mit Wärmeschutzbeschichtung (Pos. 3)
- 10 mm mit Argon gefüllter Scheibenzwischenraum
- 8 mm Verbundsicherheitsglas mit 0,76 mm PVB-Folie und Wärmeschutzbeschichtung (Pos. 5)

2.2 Winkelabhängiger g-Wert

Der winkelabhängige Gesamtenergiedurchlassgrad g eines Prüfmusters der PVShade[®]-Dreifachverglasung wurde mit der kalorimetrischen g-Wert-Apparatur mit Sonnensimulator im akkreditierten TestLab Solar Facades am Fraunhofer ISE gemessen und nach der von Kuhn entwickelten Methodik ausgewertet [8]. Die PVShade[®]-Module waren während der Messung des *g*-Wertes im elektrischen Leerlaufzustand. Der Höhen- und Azimutwinkel der einfallenden Strahlung wurde variiert, im Falle des Höhenwinkels auch in den negativen Bereich (Einfall von unten). Die Bezeichnung der Winkel der Einstrahlung wird von einem Bezugsrahmen abgeleitet, worin die Verglasung vertikal mit horizontal verlaufenden PV-Streifen steht. Die eingestellten äußeren und inneren Wärmeübergangskoeffizienten wurden mit den Normbedingungen nach DIN EN 410:2011 in Übereinstimmung gebracht. Die Innen- und Außentemperatur der Messung sowie die mittlere Bestrahlungsstärke auf dem Prüfmuster sind in Tabelle 2-1 zusammen mit den gemessenen winkelabhängigen *g*-Werten aufgeführt. Die niedrigen g-Werte bei positiven Höhenwinkeln belegen die sommerliche Sonnenschutzwirkung der Verglasung bei hohem Sonnenstand. Bei einer nicht winkelselektiven, teiltransparenten PV-Dreifachverglasung mit nur einer PV-Ebene wären die g-Werte bei positiven und negativen Höhenwinkeln mit gleichem Betragswert hingegen gleich.

Höhenwinkel der Einstrahlung [°]	Azimutwinkel der Einstrahlung [°]	Mittlere Bestrahlungsstärke auf dem Prüfmuster [Wm²]	Innen- und Außen- temperatur [°C]	<i>g</i> -Wert [-]
60°	0°	ca. 230 W/m²	24 °C	$0,05 \pm 0,01$
45°	0°	ca. 310 W/m²	25 °C	$0,05 \pm 0,01$
20°	0°	ca. 400 W/m²	25 °C	$0,05 \pm 0,01$
0°	0°	ca. 410 W/m²	25 °C	$0,09 \pm 0,01$
-20°	0°	ca. 400 W/m²	25 °C	0,15 ± 0,02
-30°	0°	ca. 370 W/m²	25 °C	0,17 ± 0,02
-60°	0°	ca. 230 W/m²	25 °C	$0,10 \pm 0,01$
0°	0°	ca. 410 W/m²	25 °C	$0,09 \pm 0,01$
0°	60°	ca. 230 W/m²	25 °C	0,08 ± 0,01

Tabelle2-1Messwertederwinkelabhängigeng-Wert-PrüfungamMusterderPVShade®-Dreifachverglasung.

2.3 U-Wert

Der Wärmedurchlasswiderstand *R* bzw. die Wärmeleitfähigkeit $\lambda = d / R$ (*d*: Dicke der Probe) wurde bei einer mittleren Temperatur von ca. 10 °C mit einer Plattenapparatur nach dem Zweiplattenverfahren nach DIN EN 674:2011 ebenfalls im TestLab Solar Facades am Fraunhofer ISE bestimmt. Der Wärmedurchgangskoeffizient oder U-Wert wurde aus *R* entsprechend DIN EN 674:2011 berechnet. Die aus den Messwerten ermittelten Ergebnisse der *U*-Wert-Prüfungen werden in Tabelle 2-2 dargestellt. Dieser Wert ist etwas höher als für die konventionelle Dreifachsonnenschutzverglasung, weil bei gleichbleibender Gesamtdicke der Verglasung die Scheibenzwischenräume aufgrund der dickeren Außenscheibe der PVShade[®]-Verglasung dünner ausfallen mussten.

Tabelle 2-2 Ergebnisse der U-Wert-Prüfung an der PVShade[®]-Dreifachverglasung.

Muster Bezeichnung	mittlere Wärme- leitfähigkeit λ (W/(m⋅K))	Wärmedurchlass- widerstand <i>R</i> (m²·K/W)	Wärmedurchgangs- koeffizient <i>U</i> (W/(m²·K))
winkelabhängige Dreifachverglasung PVShade®	0,0480 ± 0,0015	1,083 ± 0,033	0,80 ± 0,03

2.4 Absturzsicherung

An den winkelselektiven BIPV-Verglasungen (PVShade[®]) wurde die Zulassungsprüfung für absturzsichernde Verglasungen (Pendelschlag) bei der bauaufsichtlich anerkannten Prüf- und Überwachungsstelle der Firma Friedmann & Kirchner erfolgreich durchgeführt. Die Tragfähigkeit der Verglasung unter stoßartigen Einwirkungen wurde nachgewiesen – trotz Glasbruch kam es weder zur Durchdringung der Scheibe noch zum Herabfallen gefährdender Glasbruchstücke. Dies ist die bauaufsichtliche Voraussetzung für die Verwendung der Verglasungen im Brüstungsbereich eines Seminarraums im 4. Obergeschoss am Fraunhofer ISE.



Bild 2-2 Untersuchung der absturzsichernden Funktion der PVShade[®]-Verglasung bei der bauaufsichtlich anerkannten PÜZ-Stelle Friedmann & Kirchner. Angehobener Stoßkörper im Pendelschlaggerät nach DIN EN 12600:2003-04 vor einer der Prüfscheiben (links). Prüfscheibe nach Rissbildung in einer der Glasscheiben (rechts).

3 Auswirkung der PVShade[®]-Verglasung auf den Energiebedarf im Seminarraum [4]

Für eine Betrachtung der Veränderung des Nutzenergiebedarfs im Gebäude durch die PVShade[®]-Anlage wird nur der Seminarraum betrachtet, in dem sechs der zehn PVShade[®]-Verglasungen im Brüstungsbereich der Südostfassade installiert sind. Die oberen zwei Drittel der Südostfassade und die raumhohe Gesamtfläche der gleich gro-

ßen Nordwestfassade sind mit Dreifachsonnenschutzverglasung ausgestattet (Wärmedurchlässigkeit $U_g = 0,71 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$, Gesamtenergiedurchlassgrad g = 0,46). Für die Simulation wurde vereinfachend angenommen, dass die Nordwestfassade keinen weiteren Sonnenschutz besitzt, während der obere Bereich der Südostfassade (SO) mit einem beweglichen Sonnenschutz ausgestattet ist. Weiter wurde für die Simulation angenommen, dass der Sonnenschutz betätigt wird, wenn die Bestrahlungsstärke auf die SO-Fassadenfläche 150 Wm⁻² übersteigt. Bei der Berechnung des Heizenergiebedarfs wird die Deckung durch die Wärmerückgewinnung mit einem vereinfachten Ansatz berücksichtigt. Der Energiebedarf für Beleuchtung wird nicht berücksichtigt, da der Verglasungstyp im Brüstungsbereich wenig Auswirkung auf die Beleuchtungsstärke auf typischen Arbeitsflächen hat.

Für die Modellierung der PVShade[®]-Verglasungen wurde nach DIN EN 673 ein U_{g} -Wert von 0,76 Wm⁻²K⁻¹ berechnet und nachträglich durch den gemessenen Wert von 0,80 Wm⁻²K⁻¹ bestätigt. Als erster Ansatz zur Modellierung des winkelselektiven *g*-Werts wurden zwei Extremfälle betrachtet, eine vollständige Belegung der PV-aktiven Fläche mit a-Si/µ-Si ("opak") entsprechend der Wirkung bei hohem Sonnenstand und eine 6/7-Belegung der Fläche mit a-Si/µ-Si ("teil-transparent") entsprechend der Situation der tief stehenden Sonne. Die Wetterdaten stammen aus dem Jahr 2005 und wurden am Fraunhofer ISE gemessen.

Tabelle 3-1 zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen die Ergebnisse für die zwei Modellansätze für die PVShade[®]-Anlage sich sehr ähneln. Dies ist in erster Linie darauf zurück zu führen, dass die PVShade[®]-Verglasung nur etwa ein Sechstel der gesamten Verglasungsfläche darstellt. Im Vergleich zur konventionellen Dreifachsonnenschutzverglasung weist der Seminarraum mit PVShade[®] einen leicht reduzierten Kühlenergiebedarf und leicht erhöhten Heizenergiebedarf auf.

Tabelle 3-1Nutzenergiebedarf bezogen auf die Bodenfläche (118,32 m²) des Seminarraums ohne
und mit sechs PVShade[®]-Modulen im Brüstungsbereich der Südostfassade. [4]

Nutzenergiebedarf	Sonnenschutz- verglasung	PVShade [®] "opak"	PVShade [®] "teil-transparent"
Kühlbedarf [kWh m ⁻² a ⁻¹]	28,8	26,4	26,9
Heizbedarf [kWh m ⁻² a ⁻¹]	29,7	30,6	30,4
Summe [kWh m ⁻² a ⁻¹]	58,4	57,0	57,3

4 Elektrische Eigenschaften

4.1 Elektrische Charakterisierung der BIPV-Module

Die 1 m²-PVShade[®]-Dreifachverglasung, die für die in Kapitel 2.1.2 vorgestellten *g*-Wert-Messungen verwendet wurde, wurde auch elektrisch untersucht. Für die elektrischen Messungen an der vorderen und der hinteren PV-Ebene wurde die programmierbare, elektronische Last ESL-Solar 500S V150 C10 der Firma ET Instrumente GmbH verwendet. Der Sonnensimulator und die drehbare Probenhalterung vom Kalorimeterteststand im TestLab Solar Facades wurden auch für die winkelabhängigen elektrischen Messungen eingesetzt. Nach der Norm IEC 60904-9 erfüllt der Sonnensimulator die Kriterien für Klasse A bezüglich der zeitlichen Stabilität und für Klasse B bezüglich der spektralen Übereinstimmung mit dem Normspektrum.

Typische IU-Kennlinien für das vordere und das hintere PV-Modul sind für die Einfallswinkel von 0°, 30° und 60° in Bild 4-1 dargestellt. Diese Einfallswinkel im Labor entsprechen z.B. den Sonnenhöhenwinkeln (beim Azimutwinkel = 0°) für eine senkrecht installierte PVShade[®]-Verglasung mit horizontal verlaufenden Streifen, die in der Nordhalbkugel nach Süden ausgerichtet ist.



Bild 4-1 Gemessene IU-Kennlinien im ersten Quadranten (links) für die vordere PV-Ebene der PVShade[®]-Verglasung und (rechts) für die hintere PV-Ebene der PVShade[®]-Verglasung. Die Einfallswinkel entsprechen unterschiedlichen Sonnen-Höhenwinkeln beim Azimutwinkel = 0°.

4.2 Elektrisches Schaltbild der BIPV-Anlage [4]

Da die vordere Ebene der PVShade[®]-Module die hintere Ebene zum Teil verschattet (vergleiche Bild 4-1), werden die Module jeder Ebene für sich zusammengeschaltet; anschließend sind die zwei Felder parallel an den Wechselrichter (SMA Sunny Boy 2000 HF) angeschlossen (vergleiche Bild 4-2).



Bild 4-2 Schematisches elektrisches Schaltbild der PV-Anlage (Die sich überlappenden Quadrate symbolisieren die vordere und hintere Ebene der PVShade[®]-Module).

5 Elektrischer Anlagenertrag [7]

Der geometrisch komplexe Aufbau der winkelselektiven Module, der zu unterschiedlichen Bestrahlungsstärken auf die zwei PVShade®-Ebenen führt, und die Verschattung durch einen benachbarten Gebäudeflügel wurden mit Hilfe der von Sprenger entwickelten Methode simuliert [6]. Dabei wird, ausgehend von einem Perez-Himmelsmodell und Messungen der Bestrahlungsstärke auf die Horizontale und die Modulebene, durch Strahlverfolgungsmethoden die effektive Bestrahlungsstärke an verschiedenen Positionen der PV-Zellen für jeden Zeitpunkt berechnet. Auf diese Weise kann der Einfluss von Verschattung, der gerade bei der Bauwerkintegration von PV-Modulen relevant ist, detailliert berücksichtigt werden. Im nächsten Schritt werden im Modell die bestrahlungsstärke- und temperaturabhängigen IU-Kennlinien der Zellen elektrisch zur Gesamtanlage zusammengeschaltet, um daraus die DC-Leistung unter Berücksichtigung von MPP-Tracking (Maximum Power Point) zu berechnen. Anschließend wird mit dem leistungs- und spannungsabhängigen Wechselrichterwirkungsgrad multipliziert, um den gesamten Anlagenertrag für jeden Zeitschritt zu bestimmen. Zur Beschreibung der Module wurden bestrahlungsstärke- und temperaturabhängige IU-Kurven vom Fraunhofer ISE CalLab PV Modules verwendet, die an einem opaken Minimodul desselben Typs gemessen wurden. Sie wurden auf die PVShade®-Module durch geometrische Faktoren entsprechend der Modulmaße und dem Verhältnis von opaken zu transparenten Streifen übertragen.

Die folgenden Ergebnisse basieren auf einem Datensatz von Messwerten der PVShade[®]-Anlage im ISE-Seminarraum und meteorologischen Größen in Freiburg vom Halbjahr zwischen den Sonnenwenden im Jahr 2013, d.h. vom 22.6.2013 bis 21.12.2013. Folgende Daten wurden als 1-Minuten-Mittel- bzw. Summenwerte aus Messungen im 10 Sekunden-Takt erfasst:

- Bestrahlungsstärke in der Modulebene (mit kalibrierten Pyranometern und Si-Referenzzellen),
- Außenluft- und Modultemperatur,
- DC-Strom und DC-Spannung von ausgewählten Teilanlagen sowie von der Gesamtanlage und
- AC-Leistung an den Wechselrichterausgängen.

Die Daten wurden nur für die Zeitpunkte ausgewertet, als die mit dem Pyranometer gemessene Bestrahlungsstärke an der Fassade größer 5 Wm⁻² war.

Der Vergleich mit den Messwerten aus dem wissenschaftlichen Monitoring während Zeiten des Wechselrichterbetriebs zeigt eine gute Übereinstimmung der Werte für die DC-Stromstärke mit einer mittleren Differenz von etwa 3,5 %. (Die Messwerte lagen höher.) Die simulierten DC-Spannungen liegen jedoch im Mittel etwa 15 % über den gemessenen Werten. Als Ursache für die niedrigeren Spannungen der installierten Module werden Kurzschlüsse entlang der Streifenränder vermutet, die bei der nicht vom Modulhersteller durchgeführten Laserablation der transparenten Streifen im Modul entstanden. Infolge der niedrigeren Spannungen und somit geringeren DC-Leistung (etwa 11 % weniger als in der Simulation) startet der Wechselrichter seinen Tagesbetrieb später als erwartet und arbeitet häufig im unteren Teillastbereich. Als Ergebnis beträgt der gemessene AC-Ertrag im Betrachtungszeitraum 88 % des gemessenen DC-Ertrags. Mit einem simulierten Wert von 91 % ist die Übereinstimmung mit dem gemessenen DC/AC-Leistungsverhältnis gut. Aus dem Vergleich der simulierten Ergebnisse mit den Messdaten können Erkenntnisse für die weitere BIPV-Komponenten- und Systementwicklung und die Ertragsoptimierung unter typischen BIPV-Bedingungen wie erhöhten Modultemperaturen und unterschiedlich orientierten Teilanlagen gewonnen werden.

6 Temperaturentwicklung der BIPV-Anlage [7]

In dieser BIPV-Anlage treten wesentlich höhere Temperaturen auf als bei einer frei ventilierten PV-Anlage. Die Temperaturen sind jedoch mit den Glasoberflächentemperaturen einer Dreifachsonnenschutzverglasung mit dunklem Siebdruck vergleichbar. Über das Halbjahr vom 22.6.2013 bis 21.12.2013 beträgt die mittlere Modultemperatur 33,9 °C bei einer Standardabweichung von 18,6 °C, einem Minimum von -3,8 °C und einem Maximum von 81,8 °C. (Diese maximale Modultemperatur wurde auch in den Jahren 2014 und 2015 annähernd erreicht aber nicht überschritten.) Mit einem Korrelationskoeffizienten $R^2 = 0,78$ ist die Abhängigkeit der Modultemperatur T_{mod} [°C] von der Bestrahlungsstärke G [Wm⁻²] und der Lufttemperatur T_{Luft} [°C] mit der linearen Gleichung $T_{mod} = (3,73 + T_{Luft} + 0,0550 \cdot G)$ akzeptabel beschrieben. Die Steigung der Gleichung ist somit mehr als doppelt so hoch wie der übliche Wert von 0,025 m²KW⁻¹ für frei ventilierte, opake a-Si/µ-Si-Module und führt bei STC-Bedingungen zu einer Modultemperatur von knapp 84 °C anstelle von 50 °C. Bei Verwendung der Datenblatt-

angabe von -0.3 %/K für den temperaturabhängigen Leistungskoeffizienten und der vorliegenden Temperaturverteilung beträgt die temperaturbedingte Minderung des AC-Ertrags im Betrachtungszeitraum dieser verglasungsintegrierten Anlage im Vergleich zu einer hypothetischen, frei ventilierten PV-Anlage an derselben Stelle 6 %.

7 Lebenszykluskosten der BIPV-Anlage [5]

Im Allgemeinen umfasst der Begriff Total Cost of Ownership (TCO) die Lebenszykluskosten aus Sicht des Kunden, d.h. Investitionen und Kosten für Installation, Betrieb, Instandhaltung, Wartung und Entsorgung. Die angewandte Methodik zur Berechnung der TCO (gleichbedeutend mit den Lebenszykluskosten einer Photovoltaikanlage bei Berücksichtigung der Stromvergütung als negative Kosten) basiert auf den Ein- und Auszahlungen, die während der Lebensdauer der Photovoltaikanlage für den Eigentümer der Anlage anfallen. Bei dieser gebäudeintegrierten Anlage werden auch eingesparte Investitionen und Betriebskosten berücksichtigt, die sich aus der Mehrfachfunktion der BIPV-Module als Verglasung ergeben. Die energiespezifischen Total Cost of Ownership geben bei einer Photovoltaikanlage die Kosten bzw. Erlöse pro erzeugter Energieeinheit (€/kWh) an. Als weitere relevante Größe für die architektonische Anwendung werden daraus die flächenspezifischen TCO errechnet. Diese Methodik wurde am Fraunhofer ISE eingesetzt, um die Lebenszykluskosten der Anlage zu berechnen.

Die errechneten Lebenszykluskosten sind jedoch nur in Zusammenhang mit den getroffenen Annahmen für die Rahmenbedingungen aussagekräftig. Da deren vollständige Darstellung den Rahmen des vorliegenden Beitrags sprengen würde, wird an dieser Stelle auf die Veröffentlichung von Fath über die Lebenszykluskosten dieser PVShade[®]-Anlage verwiesen [5]. Die Schlussfolgerung dieser Veröffentlichung lautet: Die hohen Fertigungskosten durch die Pilotfertigung der PVShade[®]-Module können die Module über den gesamten Lebenszyklus nicht amortisieren. Geht man jedoch von einer Serienfertigung der Module aus, wird in Zukunft der elektrische Ertrag entscheidend für die zusätzlichen Ausgaben sein. Bei einer Ertragssteigerung um 50 %, wie sie durch eine Wirkungsgradsteigerung und/oder eine bessere Ausrichtung der Module erreicht werden kann, (und einer Optimierung des Bauplanungsablaufs) werden bei vollständigem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms ohne EEG-Förderung zusätzliche Ausgaben für die PV-Komponente gegenüber einer Isolierverglasung von unter 100 €/m² über den gesamten Lebenszyklus von 25 Jahren fällig.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Um BIPV-Module energetisch und wirtschaftlich sinnvoll in Bauwerke zu integrieren, sind genaue Kenntnisse vieler bautechnischer und elektrischer Eigenschaften förderlich. Die Methoden, die hier am Beispiel der geometrisch komplexen, winkelselektiven PVShade[®]-Verglasungen kurz vorgestellt wurden, lassen sich auf alle photovoltaisch

stromerzeugenden Komponenten einer Gebäudehülle als Einzelteile und bei der Zusammenwirkung in Gesamtanlagen anwenden. Diese Ansätze sollen somit zur besseren Integration von BIPV in den Bauprozess und zur weiteren Verbreitung von BIPV beitragen.

9 Danksagung

Die Arbeiten wurden überwiegend im Rahmen des Spitzenclusters Solarvalley Mitteldeutschland vom BMBF (Förderkennzeichen 03SF0389A und 03SF0406B) und im Rahmen des Verbundforschungsprojekts Cost-Effective (Förderkennzeichen NMP2-LA-2008-212206) von der Europäischen Union gefördert. Die AutorInnen danken allen beteiligten KollegInnen herzlich für ihre Beiträge zur dargestellten Arbeit.

10 Literatur

- [1] T.E. Kuhn, United States Patent, US 9051771 B2, Solar control device with angular selective transmittance, with or without PV-elements, 2006.
- [2] Frontini, F. Daylight and Solar Control in Buildings: General Evaluation and Optimization of a New Angle Selective Glazing Façade. Ph.D. Thesis, Politecnico di Milano, 2009.
- [3] Frontini, F., Sprenger, W., Kuhn, T.E. Eine neue winkelselektiv-teiltransparente BIPV-Fassadenkonstruktion. Drittes OTTI-Anwenderforum Gebäudeintegrierte Photovoltaik, 1.3.2011, Bad Staffelstein.
- [4] Wilson, H.R., Sprenger, W., Erban, C., Fath, K., Kuhn, T.E. Planung, Erstellung und erste Auswertungen einer PVShade[®]-Pilotanlage. Fünftes OTTI-Anwenderforum Bauwerkintegrierte Photovoltaik, 5.3.2013, Bad Staffelstein.
- [5] Fath, K., Wilson, H.R., Kuhn, T.E., Stengel, J., Schultmann, F. Lebenszykluskostenanalyse einer PVShade[®]-Pilotanlage. Fünftes OTTI-Anwenderforum Bauwerkintegrierte Photovoltaik, 5.3.2013, Bad Staffelstein.
- [6] Sprenger, W., Electricity Yield Simulation of Complex BIPV Systems, Ph.D. Thesis, TU Delft, October 2013.
- [7] Wilson, H.R., Sprenger, W., Römer, N., Kröger-Vodde, A., Heidelberg, A. Caspary, D., Bayer, L., Kuhn, T.E. Solarvalley-BIPV: Simulation und Analyse des Betriebsverhaltens von PV-Anlagen mit a-Si/µ-Si-Modulen. Sechstes OTTI-Anwenderforum Bauwerkintegrierte Photovoltaik, 11.3.2014, Bad Staffelstein.
- [8] Kuhn, T.E., Calorimetric determination of the solar heat gain coefficient g with steady-state laboratory measurements. Energy & Buildings, 84 (2014) 388-402.